



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
MECÁNICA

TESIS

**DISEÑO Y MANUFACTURA DE UN ÁLABE DE
TURBINA DE VIENTO DE BAJA CAPACIDAD
CON MATERIALES COMPUESTOS**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA
PRESENTA:

ING. JORGE ALBERTO LÓPEZ ZERMEÑO.

ASESORES:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA
VICTOR LÓPEZ GARZA.

DOCTOR GONZALO MARIANO DOMÍNGUEZ ALMARAZ.

MORELIA, MICH. NOVIEMBRE DEL 2014



Dedicatoria

A mis abuelos, gran ejemplo de vida.

A mis padres.

A mis hermanas.

Agradecimientos

A Conacyt y a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por los apoyos otorgados para la realización de mis estudios de Maestría.

A mis asesores M.C. Victor López Garza y Dr. Gonzalo Mariano Domínguez Almaraz por la oportunidad que se me dio para participar en el presente proyecto de tesis, y por los conocimientos y consejos para la terminación del mismo.

A los miembros de mi mesa sinodal y a los profesores que de manera directa o indirecta me apoyaron para poder progresar en el desarrollo de mi formación.

Al M.C. Oskar Pedraza y a Fibramich por el apoyo en la manufactura con fibra de vidrio de los prototipos y el modelo final del álabe que se presenta en ésta tesis.

Al Departamento de la Maestría en Metalurgia del Instituto Tecnológico de Morelia, en especial al Dr. Pedro Garnica por el apoyo para realizar las pruebas mecánicas del material utilizado en el diseño.

Al Ing. Jesús Villalón López por la asesoría en la manufactura por medio de CNC del modelo final del álabe.

A mis amigos y compañeros del Posgrado que me otorgaron diversos puntos de vista para desarrollar mi trabajo de tesis.

A mis amigos que me acompañaron en el transcurso de esta experiencia que fue la maestría.

Finalmente, a mi familia que siempre me ha otorgado su apoyo para superarme profesional y sobre todo personalmente.

Índice

Nomenclatura.....	7
Lista de Figuras.....	9
Lista de Tablas.....	11
Resumen.....	12
Palabras Clave.....	12
Abstract.....	12
Keywords.....	12
Objetivos.....	13
Objetivo General.....	13
Objetivos Específicos.....	13
Hipótesis.....	14
Justificación.....	14
Introducción.....	15
Capítulo 1.	
El viento.....	18
1.1. La velocidad del viento.....	19
1.2. Variaciones del viento en el tiempo.....	23
1.3. Potencia eólica disponible.....	24
1.4. Capa límite de la atmósfera.....	26
1.5. Turbulencia.....	27
Capítulo 2.	
Las turbinas de viento.....	30
2.1. Desarrollo histórico de las turbinas de viento.....	30
2.2. Clasificación de los aerogeneradores.....	35
2.2.1. Número de palas.....	35
2.2.2. Posición del rotor en la máquina.....	36
2.2.3. Anclaje de los álabes al hub.....	36
2.2.4. Eje de trabajo.....	37

2.2.5. Tamaño.....	37
2.3. Partes de un aerogenerador de eje horizontal.....	38
2.3.1. El rotor (álabes y hub).....	38
2.3.2. Tren motriz.....	39
2.3.3. Generador.....	40
2.3.4. Góndola y sistema de orientación.....	40
2.3.5. Torre y cimentación.....	40
2.3.6. Controles.....	40
2.4. Situación actual de la energía eólica.....	41
2.5. Energía eólica en México.....	43
Capítulo 3.	
Aerodinámica de turbinas de viento.....	48
3.1. Teoría de disco actuador.....	48
3.1.1. Coeficiente de potencia.....	50
3.2. Perfiles aerodinámicos.....	53
3.3. Clasificación de perfiles aerodinámicos.....	55
3.3.1. Serie NACA de 4 dígitos.....	56
3.3.2. Serie NACA de 5 dígitos.....	57
3.3.3. Coeficientes de arrastre y sustentación.....	57
3.4. Teoría del momento en elemento pala (BEM por sus siglas en inglés).....	58
3.5. Modelos de turbulencia.....	63
3.5.1. Modelo Turbulento k-ε Realizable.....	65
Capítulo 4.	
Diseño Mecánico.....	67
4.1. Propiedades de los plásticos reforzados con fibras.....	68
4.2. Fibra de vidrio.....	70
4.3. Métodos de moldeo.....	71
4.4. Esfuerzos en estructuras aerodinámicas.....	72
4.4.1. Miembros axiales.....	73
4.4.2. Paneles cortantes.....	73
4.4.3. Miembros a flexión.....	74

4.4.4. Miembros a torsión.....	75
4.5. Tipos de estructuras aerodinámicas.	75
4.6. Teoría de Laminados.	76
4.6.1. Telas Mat.	78
Capítulo 5.	
Resultados.	80
5.1. Diseño aerodinámico.	80
4.2. Modelado 3D.....	84
4.3. Análisis CFD.	85
4.3.1. Condiciones de frontera.	86
4.3.2. Resultados.	87
4.4. Análisis estructural.	89
4.4.1. Propiedades del material.	89
4.4.2. Simulación estructural.....	91
4.5. Selección del álabe.	92
4.6. Manufactura del álabe.....	94
4.6.1. Prototipo por CNC.....	95
4.6.2. Fabricación con fibra de vidrio.	95
Capítulo 6.	
Conclusiones.....	97
Trabajo futuro.	99
Bibliografía.	100
Glosario.....	105
Anexos.	106
A1. Programa en Matlab para el Diseño Aerodinámico del Álabe.	106
A2. Características de Perfiles Usados en Turbinas de Viento de Baja Capacidad.....	109
A3. Coordenadas de Perfiles Usados en Turbinas de Viento de Baja Capacidad. *	110
A4. UDF para Variar la Velocidad del Viento a lo Largo del Álabe.	126
Acciones de difusión.	127

Nomenclatura.

a	Factor de inducción axial.
a'	Factor de inducción tangencial.
c	Factor de escala, longitud de cuerda.
c_u	Longitud de cuerda optimizada.
e_c	Espesor de laminado.
f	Fuerza de Coriolis.
h	Altura de la capa límite.
k	Factor de forma, energía cinética turbulenta.
m	Masa.
\dot{m}	Flujo másico
p	Distribución de probabilidad.
r	Radio de un elemento.
t	Tiempo, espesor.
u^*	Velocidad de fricción.
v	Volumen.
z	Altura
z_0	Longitud de rugosidad
A	Área.
C_D	Coeficiente de arrastre.
C_L	Coeficiente de sustentación.
C_P	Coeficiente de potencia.
C_T	Coeficiente de empuje.
E	Módulo de elasticidad.
F	Fuerza.
G	Producción de energía cinética turbulenta, módulo de corte.
I	Intensidad de turbulencia, momento de inercia.
J	Momento polar de inercia.
K_u	Factor
M	Momento flector.
M_S	Peso por unidad de área.
N	Número de álabes.
P	Potencia, presión.
Q	Torque.
R	Radio del rotor.

T	Tiempo en que sopla el viento, empuje, momento torsor.
\bar{U}	Velocidad media de viento.
U_N	Velocidad nominal.
U_∞	Velocidad del viento.
V	Fracción volumétrica.
W	Velocidad relativa de viento.
Y	Disipación de energía cinética turbulenta.
α	Ángulo de ataque.
β	Ángulo de asiento.
γ	Deformación cortante unitaria.
ε	Razón de disipación turbulenta, deformación normal unitaria.
η_{elec}	Eficiencia eléctrica.
η_{mec}	Eficiencia mecánica.
θ	Ángulo de giro.
κ	Constante de von Karman.
λ	Latitud, velocidad específica.
λ_0	Velocidad específica local.
μ	Viscosidad molecular.
μ_t	Viscosidad turbulenta.
ν	Coefficiente de Poisson.
ρ	Densidad.
σ	Desviación estándar, número de Prandtl turbulento, esfuerzo normal.
τ	Esfuerzo cortante.
φ	Ángulo de torsión.
ω	Razón de disipación específica.
Ω	Velocidad angular de rotación de la Tierra, velocidad angular del rotor.

Lista de Figuras.

Figura 1.1. Rosa de los vientos.....	19
Figura 1.2. Anemómetro de cuchillas.	20
Figura 1.3. Anemómetro de hélice.	20
Figura 1.4. Circulación del viento en la Tierra.	22
Figura 1.5. Flujo de aire a través de un disco.	24
Figura 2.1. Molino de viento de Persia y molino de viento europeo.....	30
Figura 2.2. Molino de vela utilizado en la isla de Creta.....	31
Figura 2.3. Molino gallego con dos rotores opuestos.....	32
Figura 2.4. Turbina Jacobs.....	33
Figura 2.5. Enercon-E126 de 7.5MW.	35
Figura 2.6. Turbina Darrieus.	36
Figura 2.7. Turbina de eje horizontal.	37
Figura 2.8. Partes de un aerogenerador de eje horizontal.	39
Figura 2.9. Crecimiento de la capacidad instalada a nivel mundial.....	41
Figura 2.10. Áreas potenciales para la instalación de más de 5000MW de energía eólica.	44
Figura 3.1. Flujo a través del disco actuador.....	48
Figura 3.2. Coeficientes de potencia y empuje en función del factor de inducción axial.	52
Figura 3.3. Estela del disco anula.	53
Figura 3.4. Terminología de los perfiles aerodinámicos.....	54
Figura 3.5. Distribución de presiones en un perfil aerodinámico.....	55
Figura 3.6. Ángulo de ataque de un perfil aerodinámico.....	55
Figura 3.7. Elemento de un álabe que describe un anillo al girar.....	58
Figura 3.8. Velocidades de un elemento del álabe.	59
Figura 3.9. Velocidad específica local de un álabe.	60
Figura 3.10. Regiones de un álabe de turbina de viento.....	62
Figura 4.1. Panel bajo esfuerzo cortante uniforme.....	74
Figura 4.2. Viga tipo "I", distribución de la fuerza cortante y distribución de los esfuerzos cortantes.	74
Figura 4.3. Spar en una estructura aerodinámica.	75
Figura 4.4. Estructura interna de un ala de avión.....	76
Figura 5.1. Metodología de diseño de un álabe de turbina de viento de baja capacidad.....	81
Figura 5.2. Perfiles internos del álabe por medio de vectores normales.....	82
Figura 5.3. Relación de cuerda contra relación de radios.....	83
Figura 5.4. Ángulo de diseño contra relación de radios.....	83

Figura 5.5. Posición de los refuerzos en el perfil.....	84
Figura 5.6. Estructura interna del álabe.	84
Figura 5.7. Diseño final del álabe para turbina de viento de 600W.....	85
Figura 5.8. Volumen de control para CFD.	86
Figura 5.9. Distribución de presiones relativas en la punta del álabe.....	87
Figura 5.10. Distribución de presiones relativas en la raíz del álabe.....	87
Figura 5.11. Distribución de velocidades relativas en la punta del álabe.....	88
Figura 5.12. Distribución de velocidades relativas en la raíz del álabe.....	88
Figura 5.13. Prueba de tensión del material compuesto.....	89
Figura 5.14. Gráfica Esfuerzo-Deformación del material compuesto.....	90
Figura 5.15. Deformaciones del álabe de turbina de viento de 600W.....	92
Figura 5.16. Esfuerzos de von Mises en el álabe de turbina de viento de 600W.	92
Figura 5.17. Peso- C_L/C_D de los álabes diseñados.	94

Lista de Tablas.

Tabla 1.1. Escalas para el análisis del viento.....	18
Tabla 1.2. Longitud de rugosidad para diferentes tipos de terreno.....	27
Tabla 2.1. Categorías de las turbinas de baja capacidad.....	38
Tabla 2.2. Capacidad instalada de eoloelectricas a nivel mundial.....	42
Tabla 2.3. Proyectos eólicos en operación en México para el año 2012....	45
Tabla 2.4. Capacidad instalada de centrales eléctricas en México para el año 2011.....	46
Tabla 4.1. Composición química de diversos tipos de vidrio.....	71
Tabla 5.1. Parámetros de diseño de cada sección del álabe.....	82
Tabla 5.2. Propiedades de los materiales usados en el diseño del álabe...	91
Tabla 5.3. Características de cada álabe diseñado.....	93

Resumen.

Las turbinas de viento de baja capacidad son una buena alternativa para proveer de energía eléctrica a regiones en desarrollo o en lugares donde el acceso de la red es difícil, debido principalmente a que sólo se necesita la presencia de viento en la región. Los álabes son los elementos de la turbina que se encargan de la transformación de la energía del viento en energía mecánica, por ello la importancia de tener un buen diseño de los álabes. En éste trabajo se presenta un diseño aerodinámico y estructural de un álabe de turbina de 600W evaluando diversos perfiles aerodinámicos. El diseño aerodinámico se realizó de acuerdo con la teoría de Momento del Elemento Pala (BEM, por sus siglas en inglés). El material seleccionado para el diseño estructural fue fibra de vidrio. El comportamiento mecánico del diseño se examinó con la ayuda de un análisis fluido-estructural.

Palabras Clave: Energía eólica, álabe de turbina de viento, turbina de viento de baja capacidad, materiales compuestos

Abstract.

Small horizontal axis wind turbines represent a good alternative for supplying electrical energy to places for which the electric grid access is difficult, or for some developing regions. The blades are the elements of the wind turbine that must transform the wind energy in mechanical energy. In this work an aerodynamic and structural design of a 600W wind turbine blade is presented, evaluating several airfoils. The aerodynamic design was made according to the classic blade element momentum (BEM) theory. The material selected for the structural design was glass fiber reinforced polymer (GFRP). The mechanical behavior of the designed blade was analyzed with a fluid-structural finite element analysis (FEA).

Keywords: Wind energy, wind turbine blade, small wind turbine, composites.

Objetivos.

Objetivo General.

- Desarrollar un diseño aerodinámico y de la estructura de un álabe de turbina de viento de baja capacidad usando materiales compuestos.

Objetivos Específicos.

- Realizar el diseño aerodinámico de un álabe de turbina de viento de baja capacidad.
- Proponer una estructura para un álabe de turbina de viento de baja capacidad.
- Analizar el comportamiento del álabe propuesto mediante un estudio fluido-estructural.
- Manufacturar un prototipo de álabe de turbina de viento de baja capacidad.

Hipótesis.

Es posible diseñar un álabe de turbina de viento de baja capacidad utilizando materiales compuestos y que cumpla tanto para criterios aerodinámicos como estructurales.

Justificación.

Actualmente los esfuerzos en el desarrollo de diseños estructurales para los álabes en turbinas de viento están enfocados principalmente a turbinas de gran capacidad, dejando de lado los aerogeneradores de baja capacidad, los cuáles pueden ser usados en pequeñas residencias o en zonas rurales que carecen de energía eléctrica. Es por ello que se busca proponer un diseño estructural de un álabe de una turbina de viento de baja capacidad con materiales compuestos, más específicamente con fibra de vidrio, que nos permita mejorar el rendimiento de un aerogenerador de baja capacidad.

Como ya es sabido, México es un país altamente dependiente del extranjero en aspectos económicos y tecnológicos. La gran mayoría de los aerogeneradores instalados en el país son diseñados y fabricados en el extranjero, es necesario que desarrollemos tecnología propia y empecemos poco a poco a ser menos dependientes.

Otro aspecto importante es el hecho de que la mayoría de las turbinas de viento de baja capacidad vendidas en el país están diseñadas para las condiciones climatológicas de otras regiones del mundo, por ello las tecnologías desarrolladas deben responder a las necesidades locales.

Las turbinas de viento de baja capacidad fabricadas en el país generalmente son hechas de manera artesanal, es decir, con materiales como la madera a la cual se le va dando la forma deseada lijándola a mano, por esta razón se propone la aplicación de conocimientos de ingeniería para la manufactura de los álabes que nos permita mejorar la eficiencia de dichas máquinas.

Introducción.

La energía eólica es aquella que aprovecha el movimiento del viento para utilizarse en diversas formas, actualmente la principal aplicación es la producción de electricidad.

Desde mediados del siglo XX la energía eólica ha tenido un crecimiento muy importante. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables a pesar de que la hidroeléctrica es la energía renovable con mayor capacidad instalada no es la que presenta un mayor crecimiento. El mayor crecimiento en los últimos años pertenece a la energía solar seguida de la energía eólica, siendo ésta más barata que la solar [1].

En años recientes el interés en las energías renovables se ha incrementado debido principalmente a los problemas ecológicos que trae el uso de combustibles fósiles y el aumento en los precios de los mismos. Las turbinas de viento de baja capacidad representan una buena opción para la producción de energía eléctrica en regiones en desarrollo o incluso en zonas urbanas [2, 3], donde la construcción de plantas de gran capacidad instalada no resulta práctica.

Debido a sus pequeñas dimensiones los gastos de transporte son menores que los de una turbina de mayor capacidad, además de que no requieren grandes espacios para su instalación. Sin embargo, estas zonas generalmente no cuentan con las mejores condiciones de viento, un problema común para las turbinas de viento de baja capacidad.

Para mediados del 2012 la capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial alcanzó los 254 TW, de los cuales la gran mayoría (74%) se encuentra distribuida en cinco países: China, Estados Unidos, Alemania, España y la India [4].

Las aplicaciones de turbinas de viento de baja capacidad son muy variadas, pueden ser usadas para cargar baterías en embarcaciones o refugios alejados de

zonas pobladas, para el bombeo de agua o para el consumo de energía eléctrica de una residencia.

De acuerdo con Clausen y Wood [5] se conocen como turbinas de viento de baja capacidad a aquellas que requieren de fuerzas aerodinámicas para arrancar y para orientarse en la dirección que sopla el viento.

Los álabes son la parte de las turbinas que están en contacto directo con el viento, y que se encargan de la conversión de la energía del viento en energía mecánica, para su posterior aprovechamiento de la manera que más le convenga al hombre. Debido a lo anterior resulta de vital importancia el realizar un buen diseño de los álabes, por otro lado los accidentes en plantas eólicas más frecuentes [6] son por una falla en los álabes.

En las últimas décadas el avance en la capacidad de cómputo de las máquinas ha llevado al incremento en el uso de técnicas como el elemento finito (FEM por sus siglas en inglés) o la dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés) en el área de la energía eólica, debido a que es posible analizar nuevas propuestas de diseños a un bajo costo y de manera cada vez más rápida [7].

El uso de materiales de baja densidad y alta resistencia es importante, pues se tendrá menor resistencia a la rotación con álabes ligeros y con un momento de inercia pequeño [5]. Astle et al [8] y Mishnaevsky et al [2] proponen el uso de materiales locales, tales como la madera, para la fabricación de álabes en zonas en desarrollo, debido a la dificultad de encontrar materiales avanzados en éstas regiones y al costo de los mismos; además de apoyar a la economía local.

El uso de plásticos reforzados con fibra para el diseño de álabes de turbinas de viento es común debido a su característica de poder orientarse en la dirección donde se encuentren los mayores esfuerzos, disminuyendo el peso del álabe y economizando material. Monroy Aceves et al [9, 10] desarrollaron una metodología basada en optimización gráfica para el diseño con materiales compuestos, encontrando la relación adecuada entre el tipo de material, la

orientación de las fibras y el número de capas; posteriormente su metodología fue aplicada para el diseño de un álabe de turbina de viento de baja capacidad.

En el primer capítulo de este trabajo se introduce al lector a los conceptos de meteorología utilizados en el estudio de la energía eólica. Se presentan las formas de medir la velocidad y dirección del viento, así como la manera de representar estos datos. De igual forma se menciona la relación que tiene la velocidad del viento con la energía del mismo y la importancia de conocer las condiciones de viento locales para realizar el diseño de una turbina de viento.

El capítulo dos hace un breve recuento histórico del desarrollo de las turbinas de viento a nivel mundial y específicamente en México. Se mencionan también las diferentes formas de clasificar las turbinas de viento y sus componentes básicos, haciendo énfasis en las turbinas de viento de eje horizontal.

En el capítulo tres se explica la teoría de diseño aerodinámico de turbinas de viento de eje horizontal. En este trabajo se utiliza la teoría de momento de elemento pala (BEM por sus siglas en inglés) para diseñar aerodinámicamente un álabe de turbina de viento de baja capacidad. También se hace mención del modelo de turbulencia Realizable $k-\varepsilon$, el cual se utilizó en el análisis CFD del álabe.

El capítulo cuatro habla acerca del diseño mecánico del álabe. Se mencionan conceptos de materiales compuestos, sus métodos de manufactura y propiedades mecánicas, específicamente de los plásticos reforzados con fibra de vidrio. Finalmente se explica la teoría de placas y laminados de donde se desprenden las ecuaciones utilizadas para el análisis estructural.

Los resultados del análisis aerodinámico y mecánico son presentados dentro del capítulo cinco, en el que además se menciona la metodología utilizada. Se ha propuesto una estructura interna con el objetivo de que el álabe sea hueco y así reducir su inercia. Para evaluar que el comportamiento mecánico del álabe se realizó un análisis fluido-estructura. Finalmente las conclusiones del trabajo se presentan en el capítulo seis.

Capítulo 1.

El viento.

El viento es aire en movimiento, principalmente debido a diferencias en la presión atmosférica y definido por dos aspectos: dirección y velocidad [11]. Aunque presenta movimiento en tres dimensiones, en el estudio de la energía eólica sólo se considera su movimiento horizontal. Para los movimientos de aire en sentido vertical se usa el término de corriente de convección [12].

Tabla 1.1. Escalas para el análisis del viento [12].

Escala de longitud	Dimensiones de la escala (km)	Ejemplos
Planetaria	5000	Celda de Hadley
Sinóptica	1000	Ciclones de media latitud
Meso escala	75	Tormentas y brisas
Escala pequeña	<5	Turbulencias

La Tabla 1.1 muestra las escalas utilizadas en el análisis del viento. Cada escala presenta fenómenos propios. Para el estudio de la energía eólica generalmente se emplean criterios de nivel meso escala y escala pequeña.

La dirección del viento se define como el punto del horizonte del observador desde el cual sopla el viento. Para ilustrar la dirección del viento medida en un lugar y tiempo específicos se utiliza internacionalmente la rosa de los vientos, la cual está dividida en 360° , tomando como origen el norte y midiendo los grados en sentido horario.

La rosa de los vientos provee información acerca de la velocidad y dirección del viento típica en una región en particular. La rosa consiste en un círculo dividido en los puntos cardinales (el norte se localiza hacia arriba), donde el centro indica el origen, a partir del cual se representan los vectores. La dirección del vector

representa la dirección en que sopla el viento, mientras que la magnitud del mismo puede representar la velocidad del viento o la frecuencia en que sopla en dicha dirección, dependiendo de las necesidades. En la Figura 1.1 se muestra una rosa de los vientos para representar la velocidad promedio del viento en ciertas direcciones, sin embargo puede ser utilizada para indicar también la frecuencia a la que sopla el viento en una dirección.

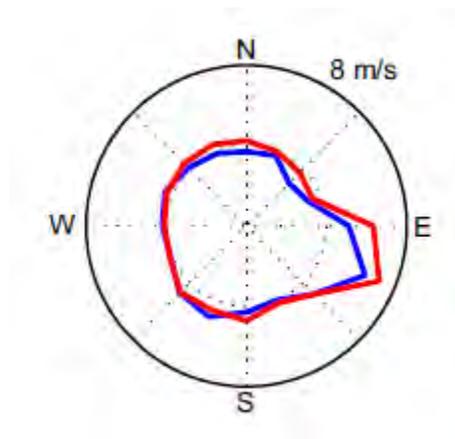


Figura 1.1. Rosa de los vientos [13].

1.1. La velocidad del viento.

Para medir la dirección del viento, el instrumento usado tradicionalmente es la veleta, la cual mide en grados la dirección del mismo. La veleta debe de colocarse a por lo menos 10 m de altura con el fin de evitar que la medición se vea afectada por perturbaciones. Es posible realizar mediciones continuas y crear diagramas donde se exprese la dirección del viento en tanto por ciento para un año, un mes, e incluso un día o una hora. La longitud de los vectores representados indica la velocidad media del viento [11].

La velocidad del viento se mide con la ayuda de un anemómetro. Existen diversos tipos de anemómetros: Anemómetro de cucharillas, de hélice o el tubo de Pitot. El más utilizado es el de cucharilla, mostrado en la Figura 1.2, el cual fue inventado por el astrónomo irlandés T. R. Robinson en 1846, que consta en un eje con tres brazos separados a 120° entre sí. Cuando el viento sopla hace girar los brazos del anemómetro, registrando la velocidad del viento en relación al número de revoluciones por unidad de tiempo a las que gira el eje [14].

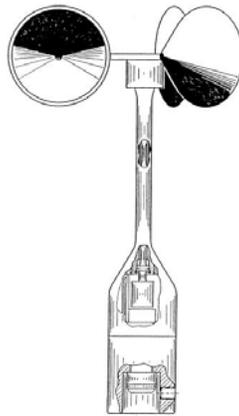


Figura 1.2. Anemómetro de cucharillas [14].

Al igual que el anemómetro de cucharillas, el anemómetro de hélice (Figura 1.3) también mide la velocidad del viento a partir de las revoluciones a las que giran sus hélices. Sin embargo el viento golpea el anemómetro de hélice de manera paralela a su eje.

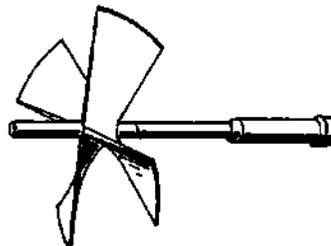


Figura 1.3. Anemómetro de hélice [14].

La velocidad del viento puede ser expresada en náutica en nudos (kt) y con la escala Beaufort, la cual consta de 12 grados de intensidad de acuerdo al estado del mar [11]. Sin embargo el uso de la escala Beaufort es inexacto pues varía dependiendo del tipo de aguas donde se encuentre. Por ello, para en análisis de vientos en energía eólica se prefiere el uso de m/s como unidad.

$$1 \text{ kt} = 1.8 \text{ km/h} \quad 1 \text{ kt} = 0.5 \text{ m/s} \quad (1.1)$$

La circulación atmosférica tiene dos causas principales [11]:

- La radiación solar. Es más intensa en el ecuador que en los polos. El viento se forma por las diferencias de temperatura al haber un calentamiento no uniforme en la superficie de la Tierra y la atmósfera. Las masas de aire más calientes tienden a ascender mientras que las masas de aire más frío que se encuentra alrededor ocupan el lugar dejado por el aire caliente.
- La rotación de la Tierra (Figura 1.4). El viento sopla desde las zonas de altas presiones hacia las de bajas presiones, sin embargo la dirección del viento también se ve modificada por la rotación de la Tierra. Ésta genera que los vientos se desvíen hacia la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur, éste fenómeno es conocido como efecto Coriolis. Además, la rotación de la Tierra causa una sobreelevación de la atmósfera en el ecuador por efecto centrífugo.

En meteorología, isobara es la línea que une estaciones meteorológicas para las cuales la presión atmosférica referida al nivel del mar es la misma. Para las aplicaciones eólicas, es de mucha importancia el conocimiento de la presión atmosférica. El aire frío pesa más que el caliente, por lo que en regiones más frías existe una mayor presión atmosférica que en regiones cálidas, es por esto que es posible encontrar diferentes presiones a una misma altitud. Los campos de presión indican la distribución de la presión atmosférica en una región por medio de isobaras [12].

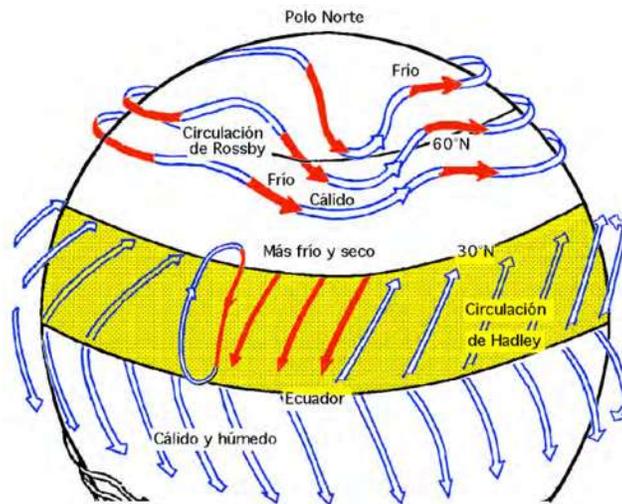


Figura 1.4. Circulación del viento en la Tierra [15].

Se denomina anticiclón a la región de la atmósfera en donde la presión es más elevada que la de sus alrededores a un mismo nivel, en un mapa meteorológico un anticiclón se muestra con una familia de curvas de isobaras alrededor de una región de alta presión. Mientras que se llama ciclón o depresión al movimiento de rotación del aire alrededor de un centro de bajas presiones, generalmente manifestado con fuertes vientos, en el mapa meteorológico las isobaras están alrededor de un centro de baja presión. Los ciclones son centros de convergencia de los vientos a nivel del suelo [12].

La dirección del viento depende de la distribución y evolución de los centros isobáricos; se desplaza de los centros de alta presión (anticiclones) hacia los de baja presión (depresiones), y la fuerza del viento depende del gradiente de presiones.

La latitud afecta los vientos de una región en dos formas: En primer lugar, determina la cantidad de energía solar que incide y sus variaciones a lo largo del año; y en segundo lugar, determina la dirección general de los vientos.

1.2. Variaciones del viento en el tiempo.

Las variaciones de la velocidad del viento en el tiempo pueden dividirse en [16]:

- Largo plazo.
- Anual.
- Diurna.
- Corto plazo.

Las variaciones a largo plazo ocurren en periodos de tiempo mayores a un año. La importancia de dichas variaciones en el estudio de la energía eólica radica en que la producción de una turbina de viento en periodos largos de tiempo se ve afectada por estas variaciones. Las complejas variables que influyen en el clima de un lugar hacen que sea complicado estimar las variaciones del viento a largo plazo. En meteorología generalmente se concluye que se necesitan registros de al menos 30 años para determinar los valores medios del clima a largo plazo en un lugar específico, y de por lo menos 5 años de datos para obtener un promedio de la velocidad del viento en un año [16]. A lo largo del año también se presentan variaciones en la velocidad del viento debido a los cambios de las estaciones que presentan climas diferentes.

Durante el día se presentan de igual forma variaciones en la velocidad del viento conocidas como variaciones diurnas. Este tipo de cambios de velocidad se deben a las diferencias de calor específico en la superficie de la Tierra. Debido a que el calor específico de la tierra es mayor que la del agua, los continentes se calientan y enfrían más rápido que las masas de agua. Por ello durante el día se origina una corriente de aire del mar hacia la tierra, y por las noches se invierte el efecto. Este fenómeno se puede notar hasta 50 km de las costas y alrededor de grandes lagos [12].

El fenómeno anterior se da también en las montañas, donde el viento sopla desde los valles a las montañas durante el día debido a que estas se calientan

antes que los valles. Sin embargo, la presencia de los vientos dominantes puede modificar la dirección de estas brisas.

Las variaciones de corto plazo se refieren a las turbulencias y ráfagas de viento. Las turbulencias son variaciones en periodos de tiempo mínimos a 10 minutos y se generan principalmente por fricción con la superficie de la Tierra, y por efectos térmicos que causan corrientes convectivas. Normalmente las causas anteriores se encuentran muy relacionadas para generar el fenómeno de turbulencia. Las ráfagas son eventos discretos dentro de las turbulencias, son ondas caracterizadas por una amplitud, tiempo de elevación, variación máxima de la ráfaga y el lapso de tiempo.

Las variaciones de largo plazo y anuales son importantes para elegir el sitio donde se pondrá un complejo eólico, mientras que el análisis de las variaciones diurnas y de corto plazo es utilizado para el diseño de las turbinas [16].

1.3. Potencia eólica disponible.

De la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos es posible determinar el flujo másico del aire y posteriormente la energía cinética por unidad de tiempo en función de la densidad del aire ρ (1.225kg/m^3 en condiciones estándar a nivel del mar, 15°C), y la velocidad U_∞ [16]. La Figura 1.5 muestra un esquema del flujo de aire a través de un disco, el cual representa a la turbina de viento.

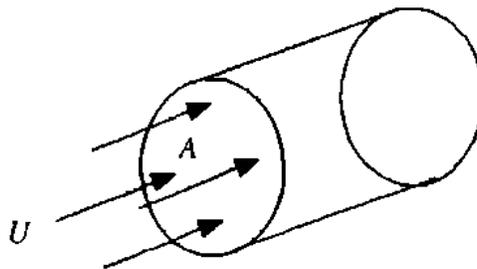


Figura 1.5. Flujo de aire a través de un disco [16].

$$\frac{dm}{dt} = \rho A U_{\infty} \quad (1.1)$$

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U_{\infty}^2 = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^3 \quad (1.2)$$

La potencia eólica por unidad de área es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U_{\infty}^3 \quad (1.3)$$

En la práctica los aerogeneradores arrancan a partir de cierta velocidad de viento, que varía de 2 a 5 m/s dependiendo del modelo de la turbina. Lo que significa que no se aprovecha la energía del viento con velocidades menores a la velocidad de arranque de la turbina [11].

De igual forma sucede con vientos cuyas intensidades son muy grandes y que representan un peligro para la propia instalación. Durante estos periodos en los que la velocidad es mayor, el funcionamiento de la turbina se suspende.

Las turbinas eólicas están equipadas con dispositivos reguladores que mantienen la velocidad de rotación de la turbina constante a partir de que la velocidad del viento supera una velocidad nominal [11].

En la práctica el valor máximo aprovechable por una turbina de viento es de cerca del 45% de la energía eólica disponible. Sin embargo, la energía eólica aprovechable puede reducirse aún más debido a aspectos meteorológicos, geográficos, tecnológicos, económicos, etc.

Para determinar la energía que puede generarse en cierto lugar, se ha estudiado la relación entre la energía que puede entregar un generador y la energía eólica disponible. El factor K_u que indica esta relación se describe como [11]:

$$K_u = \frac{U_N^3 (T_2 - T_1) + \int_{T_2}^{T_3} \bar{U}^3 dT}{V^3 T} \quad (1.4)$$

Donde \bar{U} es la velocidad media, U_N la velocidad nominal de la máquina, T_1 el tiempo en que el viento sopla a velocidad mayor que la máxima permitida por la máquina sin sufrir averías, T_2 el tiempo en que la velocidad del viento es mayor que la velocidad nominal y T_3 el tiempo en que la velocidad del viento es suficiente para que el generador produzca energía.

1.4. Capa límite de la atmósfera.

La influencia de los efectos térmicos en la atmósfera pueden clasificarse en tres categorías: estable, no estable y neutral. La estratificación no estable ocurre cuando existe una gran superficie caliente, que provoca que el aire cercano se caliente y se eleve. Al elevarse, el aire se expande debido a que la presión es menor y se enfría adiabáticamente hasta estar en equilibrio térmico con sus alrededores. El resultado es una capa límite gruesa con variaciones pequeñas de la velocidad del viento con respecto a la altura [17].

En el caso de que la masa de aire no se enfríe lo suficiente para estar en equilibrio térmico con el aire de sus alrededores, ésta continuará elevándose hasta alcanzar el equilibrio térmico. Este caso se conoce como estratificación estable y presenta variaciones grandes con respecto a la altura.

Para aplicaciones de energía eólica, el estudio de la atmósfera neutral es el más importante debido a las cargas de viento en la turbina que se originan en estos casos. En el caso de la atmósfera neutral el enfriamiento adiabático es tal que el aire permanece en equilibrio térmico con sus alrededores [17].

En una atmósfera neutral, las propiedades de la capa límite dependen principalmente de la rugosidad del terreno y de la fuerza del efecto Coriolis. La rugosidad del terreno se caracteriza por un factor de longitud de rugosidad z_0 , la cual se muestra en la Tabla 1.2. La fuerza de Coriolis se toma en cuenta por medio de un factor f [17].

$$f = 2\Omega \sin(|\lambda|) \quad (5)$$

Donde Ω es la velocidad angular de la rotación de la Tierra, y λ es la latitud. La altura de la capa límite, es decir la altura hasta la cual los efectos de la turbulencia son apreciables se define por:

$$h = u^* / (6f) \quad (6)$$

Donde u^* es la velocidad de fricción dada por:

$$u^* / \bar{U}(z) = \kappa / [\ln(z/z_0)] \quad (7)$$

Donde $\bar{U}(z)$ es la velocidad promedio a la altura especificada, κ se conoce como la constante de von Karman (aproximadamente 0.4), y z_0 es la longitud de rugosidad que puede obtenerse de la Tabla 1.2 [17].

Tabla 1.2. Longitud de rugosidad para diferentes tipos de terreno [17].

Tipo de terreno	Longitud de rugosidad z_0 (m)
Ciudades, bosques	0.7
Suburbios, zonas boscosas	0.3
Pueblos, campos con árboles	0.1
Tierras de cultivo, pocos árboles y edificios	0.03
Llanuras con hierba	0.01
Llanuras desérticas, mar agitado	0.001

1.5. Turbulencia.

La turbulencia es causada por la disipación de la energía cinética del viento en energía térmica por medio de pequeños remolinos y ráfagas. Los valores de turbulencia pueden mantenerse relativamente constantes en periodos de tiempo de una hora o mayores, sin embargo en periodos de tiempo cortos (10 minutos o menos), se presentan variaciones considerables. La turbulencia se analiza por medio de algunas propiedades estadísticas [15, 16].

Los vientos turbulentos tienen componentes longitudinales, laterales y verticales. El componente longitudinal se designa con la letra u , el lateral con v , y el vertical con w . El valor de la intensidad de las turbulencias es un factor importante al momento de diseñar turbinas de viento. A pesar de que existen aproximaciones para determinar la intensidad de la turbulencia, dentro de los estándares internacionales se especifican valores de intensidad que deben ser usados en los cálculos de diseño. Para la IEC (Comisión Internacional Electrotécnica, por sus siglas en inglés), los valores de intensidad de turbulencia que se deben tomar en cuenta son [17]:

$$I_u = I_{15} (a + 15/\bar{U}) / (a + 1) \quad (8)$$

$$I_v = 0.8I_u \quad (9)$$

$$I_w = 0.5I_u \quad (10)$$

Donde $I_{15} = 0.18$ para sitios con mucha turbulencia y 0.16 para sitios con poca turbulencia, con valores correspondientes de a de 2 y 3 respectivamente, y a corresponde al factor de inducción axial.

Los valores de intensidad de turbulencia pueden ser expresados como una función de probabilidad. Empíricamente se ha encontrado que es más probable que los valores de la velocidad del viento se encuentren cercanos y por debajo del promedio que alejados y por encima. La función de probabilidad que mejor se ajusta con el comportamiento del viento es la distribución de Weibull, la cual se expresa como [16, 17]:

$$p(u) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (11)$$

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - \bar{U})^2} \quad (12)$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{U}}\right)^{-1.086} \quad (12)$$

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (12)$$

Donde σ_u es la desviación estándar de la función, u la velocidad del viento, \bar{u} la velocidad media, k el factor de forma y c el factor de escala.

Capítulo 2.

Las turbinas de viento.

2.1. Desarrollo histórico de las turbinas de viento.

El hombre siempre ha buscado la forma de realizar más trabajo con menos esfuerzo, de esta forma ha utilizado animales y otras energías naturales. El viento es uno de estos tipos de energía, que desde la antigüedad ha sido aprovechado. La primer forma en que el hombre utilizó la energía del viento fue para la navegación; las referencias más antiguas del uso de embarcaciones de vela proceden de Egipto, entre el VI o V siglo a.C [15].

Una turbina eólica es una máquina que transforma la energía del viento en energía mecánica o eléctrica. El aprovechamiento del viento como fuente de energía mecánica se remota a alrededor del 900 A.C. en Persia (Figura 2-1) donde se usaban máquinas de eje vertical accionadas por el viento para el riego o en la molienda de grano. A pesar de no ser muy eficaces su uso se extendió por China y Oriente Próximo [11].

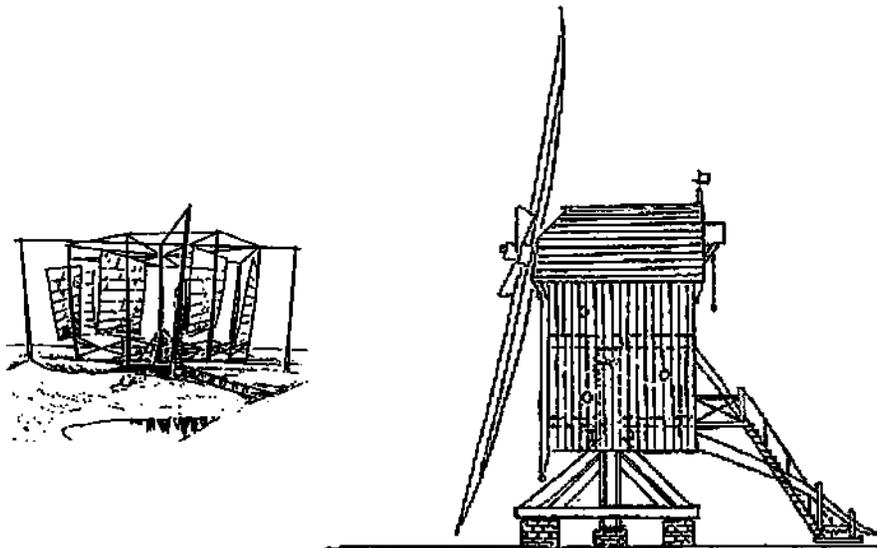


Figura 2.1. Molino de viento de Persia (izquierda) y molino de viento europeo (derecha) [19].

Para el siglo XII aparecieron en Europa los primeros molinos de viento en Francia e Inglaterra. Las características principales de los molinos europeos son que el eje de trabajo era horizontal, generalmente con cuatro aspas grandes, se cree que el número de aspas se debía a una facilidad en su construcción, así como en resultados empíricos de su eficiencia. El eje transmitía el movimiento por medio de un sistema de engranes a la base de la construcción, donde se molían los granos [15].

En la isla de Creta se han encontrado vestigios que datan del siglo XII de molinos de viento de eje horizontal, como el mostrado en la Figura 2.2. Las aspas de estos molinos estaban formadas por velas semejantes a las usadas en la navegación. Las revoluciones podían controlarse soltando o recogiendo las velas, y todo el conjunto era montado sobre trípode de madera [15].

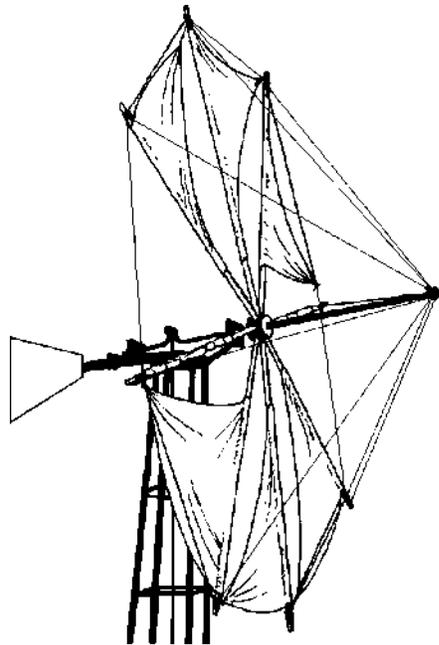


Figura 2.2.Molino de vela utilizado en la isla de Creta [15].

En el siglo XVI en Holanda se perfeccionan los molinos de viento y se amplían sus aplicaciones al drenaje, la extracción de aceite, etc. Se estima que para el siglo XVIII en Holanda existían alrededor de 20000 molinos en funcionamiento que en promedio proporcionaban 20KW de energía cada uno [15].

Poco a poco el uso de los molinos de viento se fue extendiendo por Europa, en donde los avances tecnológicos dependían de las necesidades de cada región. Los vientos predominantes en direcciones opuestas en Galicia (NE y SO), hicieron que los molinos tuvieran que emplear dos rotores opuestos [15], dependiendo de la orientación del viento funcionaba un rotor o el otro (Figura 2.3).

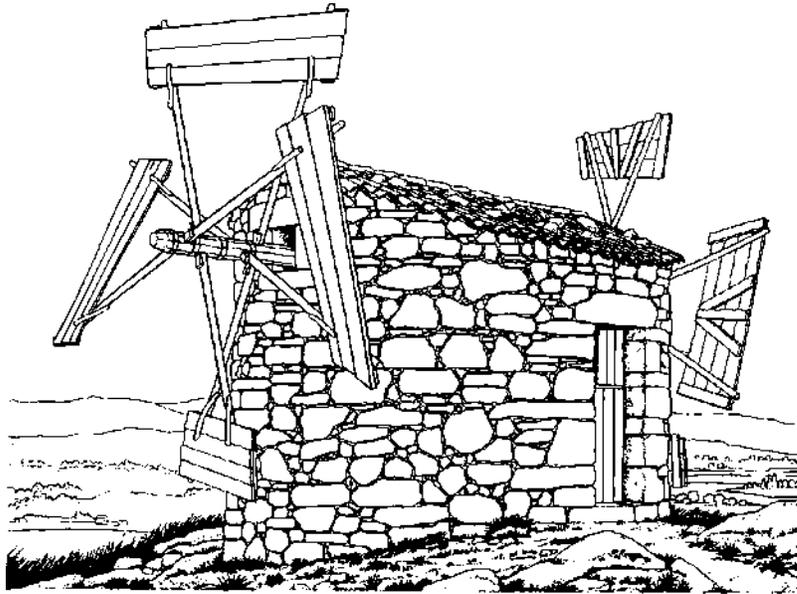


Figura 2.3. Molino gallego con dos rotores opuestos [15].

Para el siglo XIX el uso de los molinos de viento estaba ampliamente extendido en toda Europa, y su uso era muy variado, desde la molienda de granos hasta el bombeo de agua, en aserraderos, fábricas de papel, etc.

Durante el siglo XVIII se comenzó a abandonar la investigación sobre turbinas de viento, debido principalmente a los desarrollos generados por la Revolución Industrial [15]. El uso de energía a partir de la quema de combustibles fósiles como el carbón tenía la ventaja de que la energía podía ser usada en todo momento y en cualquier lugar, lo que no ocurre con la energía eólica.

En el siglo XVIII el inglés John Smeaton estudió molinos de viento y expresó tres leyes que aún en nuestros días se siguen aplicando [16]:

- La velocidad ideal de la punta de los álabes de la turbina es proporcional a la velocidad del viento.
- El momento máximo es proporcional al cuadrado de la velocidad del viento.
- La potencia máxima es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Mientras en Europa el uso de los molinos de viento decaía, en los Estados Unidos, principalmente en el oeste del país, se extendía el uso de turbinas usadas para la extracción de agua conocidas como aerobombas. En 1883 Steward Perry diseñó el multipala americano de 3 metros de diámetro, el cual ha sido el molino más vendido de la historia con cerca de 6 millones de unidades vendidas, de los que aún existen miles en funcionamiento [15].

En 1887, el escocés James Blyth construyó la primera instalación para generar electricidad a partir de la energía del viento [20]. En Estados Unidos en 1888, Charles Brush conectó un generador a un molino de viento, más tarde en esa misma nación, Marcellus Jacobs (Figura 2.4) construyó una turbina de tres álabes, la cual es considerada como la primera turbina de viento moderna de baja capacidad [16].



Figura 2.4. Turbina Jacobs [16].

De 1891 a 1918 Paul La Cour en Dinamarca construyó más de cien turbinas en el rango de 20 a 35 kW. En los 1950s en Alemania, Ulrich Hütter fue de los primeros en emplear conceptos de aerodinámica moderna para el diseño de los aerogeneradores [16].

En 1919 Albert Betz demostró que un generador eólico solamente puede aprovechar un 60% de la energía del viento. Teóricamente para captar toda la energía cinética del viento se debería detener completamente, sin embargo si se hiciera esto se impediría la entrada de más aire al rotor de la turbina, es por esto que se debe permitir que el viento avance con cierta velocidad, reduciendo el rendimiento en la producción pero permitiendo la entrada de más aire al rotor. De acuerdo con el teorema de Betz el rendimiento máximo de un aerogenerador será de 59% ($C_p = 16/27$) [11].

Durante la década de los 20, los perfiles aerodinámicos hasta entonces aplicados solamente a las alas de los aviones comienzan a utilizarse en los álabes de las turbinas de viento. En 1927 el holandés A.J. Dekker construye la primera turbina de viento utilizando perfiles aerodinámicos, la cual es capaz de alcanzar velocidades en la punta del álabes de cuatro a cinco veces mayores que la velocidad del viento [15].

Fue a partir de la crisis del petróleo de mediados de 70s, que a nivel mundial y en especial en Estados Unidos se dio una mayor importancia a las energías renovables, entre ellas a la energía eólica. Algunas de las investigaciones realizadas tuvieron como resultado el desarrollo del modelo NASA MOD-0 (38m de diámetro de 100kW) y Boeing MOD-5B (98m de diámetro y 3.2MW) [16].

Actualmente los rotores de las instalaciones cuentan con diámetros que van de 40 a 90 m. Cabe mencionar el modelo E-126 de Enercon con 127m de diámetro, mostrado en la Figura 2.5; y el aerogenerador de 164m de diámetro de 8MW de la compañía danesa Vestas.



Figura 2.5. Enercon E-126 de 7.5 MW [21].

El aumento en el tamaño de las turbinas de viento comerciales ha requerido que las herramientas de diseño sean cada vez más potentes. La norma danesa DS 472 permite un cálculo simplificado de las cargas en la turbina cuando el diámetro del rotor es menor a 25 m [22], de lo contrario será necesario realizar un estudio más a fondo: tomar en cuenta cargas dinámicas y como afectan a la turbina en general (rotor, torre, caja de engranes, controles, etc).

2.2. Clasificación de los aerogeneradores.

Las turbinas de viento pueden clasificarse de distintas formas, a lo largo de la historia de los aerogeneradores se han hecho diversos diseños, algunos de los cuales han caído en desuso. Principalmente es posible clasificar los aerogeneradores de acuerdo a [11]:

2.2.1. Número de palas.

Las turbinas de viento pueden encontrarse con diferente número de álabes, desde diseños multipala como las aerobombas hasta diseños con un solo álabe. Empíricamente se ha encontrado que el número de álabes más conveniente es de tres, esto debido a que las fuerzas a las que se someten los álabes durante su

funcionamiento se compensan con el uso de tres álabes, lo que no sucede con el uso de dos, sin embargo aún existen diseños bipala.

2.2.2. Posición del rotor en la máquina.

De acuerdo a este aspecto, los aerogeneradores se clasifican en máquinas de barlovento o sotavento. Las turbinas de barlovento son aquellas en las que el viento llega al rotor por su parte anterior, la mayoría de los aerogeneradores en el mercado son de barlovento debido a que los esfuerzos generados en la turbina se encuentran más homogéneos. Los aerogeneradores de sotavento son en los que el viento llega por la parte posterior del rotor, en ellos los álabes se encuentran inclinados, se orientan automáticamente al viento sin embargo sufren constantes variaciones de esfuerzos.

2.2.3. Anclaje de los álabes al hub.

Pueden clasificarse entre turbinas de paso fijo o variable. Las turbinas de paso variable permiten que los álabes roten sobre su eje longitudinal con el objetivo de regular su velocidad de rotación en caso de fuertes vientos. En el caso de que los álabes no puedan rotar sobre su eje se conocen como de paso fijo.



Figura 2.6. Turbina Darrieus [23].

2.2.4. Eje de trabajo.

Las turbinas eólicas se pueden dividir en turbinas de eje vertical o de eje horizontal. Las turbinas de eje vertical como su nombre lo indica giran alrededor de un eje vertical, existen dos tipos principales de turbinas de eje vertical: El aerogenerador Savonius, el cual aprovecha el empuje del viento, y la turbina Darrieus (Figura 2.6) que presenta una mayor eficiencia que el anterior. Las turbinas de eje vertical tienen ventajas como lo es el que no necesitan orientarse al viento y su instalación a nivel del suelo lo que facilita aspectos como el mantenimiento, sin embargo presentan un rendimiento muy bajo por lo que son poco usadas. La configuración de eje horizontal (Figura 2.7), es la más usada debido a que presentan un mejor rendimiento al captar la energía del viento.



Figura 2.7. Turbina de eje horizontal [23].

2.2.5. Tamaño.

Se conocen como turbinas de viento de baja capacidad, o turbinas pequeñas, a aquellas que requieren únicamente de fuerzas aerodinámicas para arrancar y para orientarse en la dirección que sopla el viento [5]. La mayoría de las turbinas pequeñas comerciales arrancan a partir de 4 o 5 m/s de velocidad de viento [24], de ahí la importancia de un buen diseño en las turbinas con el objetivo de aprovechar la energía del viento a velocidades bajas. La Tabla 2.1 muestra una

propuesta de clasificación para turbinas de baja capacidad de acuerdo a su potencia nominal, el radio o las revoluciones por minuto del rotor.

Tabla 2.1. Categorías de las turbinas de baja capacidad [5].

Categoría	Potencia kW	Radio m	Velocidad de rotación máxima rpm	Usos
Micro	<1	1.5	700	Puertas eléctricas, yates
Rango medio	1-5	2.5	400	Casa en zona de difícil acceso
Mini	>5	5	200	Mini redes, comunicaciones remotas

Las turbinas de viento de gran capacidad, por el contrario, requieren de equipos adicionales para el arranque y la orientación. Este tipo de turbinas utilizan motores que ayuden al arranque, para vencer la inercia de los álabes, que el viento por sí sólo no es capaz de hacer. De igual forma, al no contar con una veleta de orientación (por resultar impráctico), también se necesitan de motores auxiliares para la orientación.

2.3. Partes de un aerogenerador de eje horizontal.

Los principales componentes de una turbina de eje horizontal común se muestran en la Figura 2.8, y son [11, 15]:

2.3.1. El rotor (álabes y hub).

Es considerado el subsistema más importante de la turbina debido a que es el que el encargado de la transformación de la energía del viento en un movimiento de rotación, para posteriormente transformar ese movimiento en energía eléctrica. Los álabes tienen un perfil variable debido a que su

funcionamiento se basa en aprovechar la fuerza de sustentación del viento al golpearlos.

El hub es la pieza central del rotor en el que se fijan los álabes, y el que además transmite las fuerzas motrices de los álabes al sistema de engranajes. En el caso de contar con álabes de paso variable, el sistema de cambio de ángulo de paso es colocado en el hub [25].

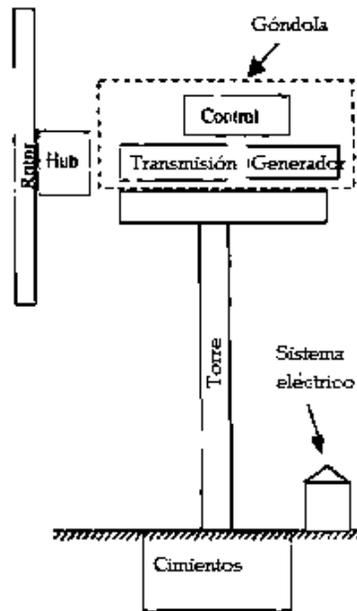


Figura 2.8. Partes de un aerogenerador de eje horizontal [16].

2.3.2. Tren motriz.

Incluye un eje que gira a bajas revoluciones, el cual proviene del rotor aerodinámico, una caja de engranes, y un eje de mayor velocidad que es conectado al generador. Para turbinas de viento de eje horizontal el tren de potencia se encuentra en la parte superior de la torre.

Una de las partes más críticas para el diseño del tren motriz es la conexión del rotor aerodinámico con el eje de baja velocidad. Ésta debe de satisfacer tanto funciones estructurales como mecánicas, es decir, debe de soportar las cargas

variables transmitidas a través de los álabes, y también transmitir la potencia con la mayor eficiencia posible [25].

2.3.3. Generador.

El generador eléctrico es el componente que se encarga de la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Actualmente, en turbinas de viento a nivel mundial se utilizan dos tipos de generadores eléctricos. Pueden ser asíncronos, del tipo de jaula de ardilla o de rotor devanado, o síncronos del tipo rotor devanado o de imanes permanentes [25].

2.3.4. Góndola y sistema de orientación.

La góndola es la caja que cubre el tren motriz, el generador y los sistemas de control para protegerlos del medio ambiente, es recomendable que tenga forma aerodinámica aunque también se fabrican con diseños estéticamente atractivos con el fin de reducir el impacto visual [16]. El sistema de orientación se encarga de alinear el eje de la turbina con la dirección en que sopla el viento, como se mencionó anteriormente, en turbinas de gran tamaño un motor se encarga de rotar la turbina en la dirección deseada, en turbinas pequeñas la orientación se hace con la ayuda de una cola conocida como veleta [25].

2.3.5. Torre y cimentación.

La torre se encarga de posicionar el aerogenerador a una buena altura del suelo para poder captar vientos con mayor velocidad que no se vean afectados por los obstáculos a nivel del suelo, pueden ser tubulares, escalonadas o de tipo celosía. La cimentación es necesaria para mantener firme la torre y la turbina en la cima de la misma.

2.3.6. Controles.

La eficiencia, durabilidad y confiabilidad de cada uno de los componentes de un aerogenerador dependen de la funcionalidad y las características del sistema de control. Los controles se encargan de realizar las variaciones en los equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos que mejor convengan a la turbina, de acuerdo con las condiciones a las que se encuentre.

Consisten en sensores de velocidad, presión, temperatura, voltaje, corriente, etc. para registrar las condiciones meteorológicas y la producción de energía, así como circuitos y actuadores para accionar mecanismos como el freno, el sistema de cambio de ángulo de paso, el sistema de orientación, etc.

2.4. Situación actual de la energía eólica.

La energía eólica es el tipo de energía alternativa de mayor crecimiento en los últimos años, como se puede ver en la Figura 2.9. Para finales del 2013 la capacidad instalada a nivel mundial alcanzó los 318 TW, de los cuales la gran mayoría (74%) se encuentra distribuida en cinco países: China, Estados Unidos, Alemania, España y la India [4].

A nivel Latinoamérica existen dos grandes mercados: Brasil y México. Ambos países tienen un crecimiento pequeño, para mediados del 2012 Brasil aumentó su capacidad instalada a 1543 MW, mientras que México alcanzó los 1002 MW [2]. América Latina es una región con países emergentes y con necesidades crecientes, que aunado a los grandes recursos naturales de la región hace que las energías renovables se presenten como una buena opción para resolver los problemas energéticos, ambientales y económicos por medio de la generación de empleos.

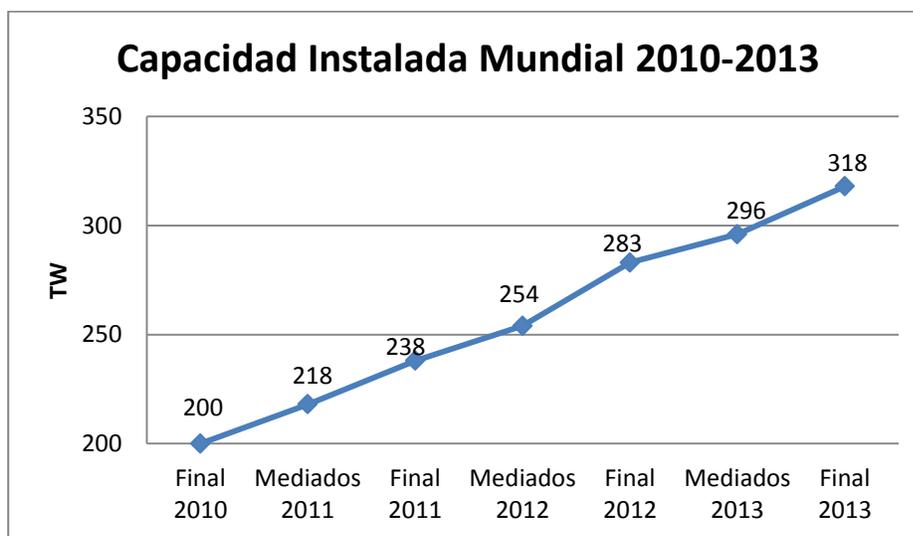


Figura 2.9. Crecimiento de la capacidad instalada a nivel mundial [26].

En la Tabla 2.2 se pueden observar la capacidad instalada de los países que ocupan los diez primeros lugares y México, cabe destacar que en éstos países es donde se realiza la mayor investigación en el tema.

Tabla 2.2. Capacidad instalada de eoloeléctricas a nivel mundial [26, 27].

Posición	País	Capacidad Instalada en Junio 2013 (MW)	Capacidad Instalada al final del 2012 (MW)	Capacidad Instalada al final del 2011 (MW)	Capacidad Instalada al final del 2010 (MW)
1	China	80824	75324	62364	44733
2	E.U.A.	60009	60007	46919	40180
3	Alemania	32422	31308	29075	27215
4	España	22907	22785	21673	20676
5	India	19564	18321	15880	13065
8	Reino Unido	9610	8228	6018	5203
6	Italia	8415	8152	6787	5797
7	Francia	7821	7623	6640	5660
9	Canadá	6578	6201	5265	4008
10	Dinamarca	4578	4162	3927	3734
27	México	1917	1370	929	521
Total Mundial		296255	282275	237717	199739

En cuanto a turbinas de viento de baja capacidad se refiere, China lidera el mercado, seguido de Estados Unidos y del Reino Unido. Ente estos tres países se estima que representan el 68% del mercado de turbinas pequeñas. En el caso de países en desarrollo, el llevar energía eléctrica a zonas de difícil acceso por medio de mini redes tiene un interés especial. En comunidades pequeñas o lugares donde el relieve no lo permite, las turbinas de viento de baja capacidad resultan más prácticas [28].

De acuerdo a lo anterior, Latinoamérica y el Sudeste asiático son regiones ideales para la aplicación de pequeños parques eólicos compuestos de turbinas

de baja capacidad. A pesar de esto, ninguna de estas regiones lidera el mercado, y de hecho son pocas las empresas que invierten en estas zonas, por lo que es necesario dar un empuje a este tipo de tecnologías [28].

Es evidente el crecimiento y el interés que a nivel mundial tiene la energía eólica, sin embargo aún existen dificultades a vencer para la explotación de este tipo de energía. Se han identificado ciertos retos que se deben de superar para mejorar el desempeño de los aerogeneradores, los cuales se enumeran a continuación [29]:

- Incrementar la confiabilidad. Minimizar la frecuencia y la magnitud de las fallas.
- Incrementar la disponibilidad. Minimizar plazos y tiempos de reparación.
- Reducir costos de operación y mantenimiento.
- Interconexión amigable. Crear y cumplir con códigos de red estrictos, a costos competitivos.
- Alcanzar de manera efectiva su vida útil de diseño.
- Expandir los ámbitos de aplicación. Utilizar aerogeneradores en zonas de velocidades de viento bajos o muy altos, a temperaturas extremas, en mar adentro, en regiones de riesgo de sismos o huracanes, etc.
- Economía de escala. Desarrollar tecnologías tanto de gran como de baja capacidad, para aprovechar de manera más eficiente diferentes regímenes de viento.
- Innovaciones incrementales o radicales. Sistemas de control inteligentes, sistemas de monitoreo y prevención de fallas, etc.

2.5. Energía eólica en México.

Actualmente se reconoce a México como un país con altas posibilidades para la implementación de proyectos eólicos, debido a que en ciertas zonas del país el viento sopla a velocidades aptas para la instalación de turbinas de viento, además de que es un tipo de energía que se ha aprovechado muy poco. De acuerdo con promotores de la energía eólica, se estima que México tiene el

potencial para al menos 5000 MW de capacidad instalada únicamente usando turbinas de viento. Además se estima que para el año 2030 un 6% de la energía eléctrica producida en el país provendrá de la energía del viento [30].

El principal recurso eólico en México se encuentra en el Istmo de Tehuantepec, en La Venta, por ejemplo, a 50 m de altura se presentan vientos que superan los 10 m/s durante una buena parte del año. Otras zonas con recurso eólico técnicamente aprovechable, donde se presenta una velocidad de viento promedio anual de 6 m/s, se encuentran en los estados de Baja California, Baja California Sur, Tamaulipas, Veracruz, Zacatecas, Hidalgo, Yucatán, Chiapas y Quintana Roo [31]. En la Figura 2.10 se muestran las áreas con mayor potencial eólico de México.

La primera central eoloeléctrica en México se construyó en 1994 en el poblado de La Venta, municipio de Juchitlán, Oaxaca, con capacidad de 1575 MW. Posteriormente en 1998 se integró un aerogenerador de 600 kW a la central Diesel de Guerrero Negro, Baja California Sur.

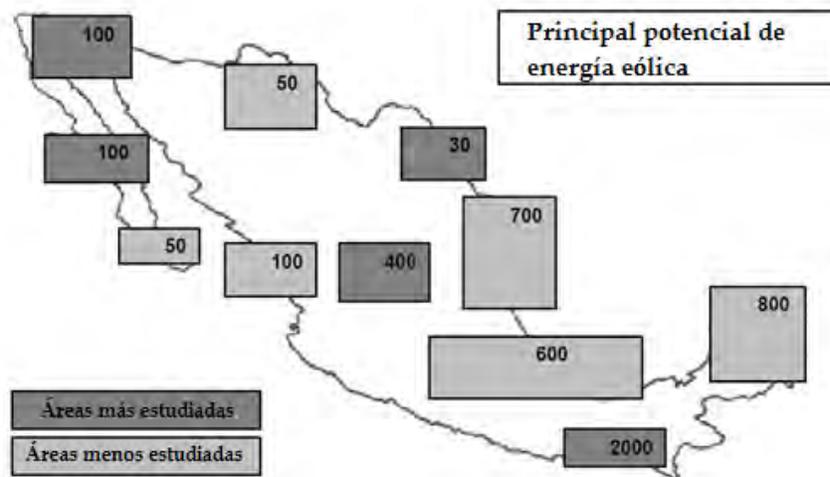


Figura 2.10. Áreas potenciales para la instalación de más de 5000 MW de energía eólica [30].

Pero no fue sino hasta el 2006 que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) decidió la construcción de una central eoloeléctrica de capacidad importante

igualmente en La Venta, Oaxaca. La Venta II integró 98 aerogeneradores con capacidad instalada de 83.3 MW.

El primer proyecto eólico para autoabastecimiento del sector privado se dio también en el municipio de Juchitlán, Oaxaca, esta vez en el poblado de La Ventosa. Esta central inició con una capacidad instalada de 80 MW [31]. La Tabla 2.3 muestra los proyectos eólicos en México hasta el año 2012, se indica el lugar en el cual se encuentran y puede observarse que la región más explotada en el país es en el estado de Oaxaca.

Tabla 2.3. Proyectos eólicos en operación en México para el año 2012 [32].

Proyecto	Estado	Esquema	Capacidad Instalada
La Venta	Oaxaca	OPF	1.6
La Venta II	Oaxaca	OPF	83.3
Parques Eólicos de México	Oaxaca	Autoabastecimiento	79.9
Eurus, Fase I	Oaxaca	Autoabastecimiento	37.5
Eurus, Fase II	Oaxaca	Autoabastecimiento	212.5
La Rumorosa	Baja California	Autoabastecimiento	10
BiiNeeSospa I	Oaxaca	Autoabastecimiento	26.35
La Mata- La Ventosa	Oaxaca	Autoabastecimiento	67.5
Fuerza Eólica del Istmo I	Oaxaca	Autoabastecimiento	50
Fuerza Eólica del Istmo II	Oaxaca	Autoabastecimiento	30
La Venta III	Oaxaca	PIE	102
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	PIE	306
Oaxaca I	Oaxaca	PIE	101
Arriaga	Chiapas	Autoabastecimiento	38.8
BiiNeeSospa II	Oaxaca	Autoabastecimiento	74
Piedra Larga Fase I	Oaxaca	Autoabastecimiento	90
BiiNeeSospa III	Oaxaca	Autoabastecimiento	70
Total			1380.45

A pesar de que México tiene una capacidad instalada de energía eólica de 1917 MW, la mayoría corresponde al sector privado, ya sea en la modalidad de autoabastecimiento o de productor independiente de energía (PIE), como se observa en la Tabla 2.3. Sólo los dos proyectos iniciales de energía eólica en México fueron en la modalidad de obra pública financiada (OPF).

De acuerdo con los datos de CFE (Tabla 2.4), para el 2011, sólo se tiene una capacidad instalada de 87 MW para abastecer de energía eléctrica a la población, lo que representa apenas un 0.2% de la capacidad instalada a lo largo del territorio nacional [15]. Para el 2013, con un total de 26 parques eólicos, México contaba con 1917 MW de capacidad instalada, la mayoría de ellos localizados en la región del Istmo de Tehuantepec [27].

Tabla 2.4. Capacidad instalada de centrales eléctricas en México para el año 2011 [33].

Tipo de central eléctrica	Capacidad efectiva por tipo (MW)					
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hidrocarburos	24859	24932	25004	25417	26074	25721
Fuentes alternas:						
Hidroeléctrica	10285	11055	11055	11095	11215	11211
Geotermoeléctrica	960	960	965	965	965	887
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1365	1365	1365
Eoloeléctrica	2	85	85	85	85	87
Total	37471	38397	38474	38927	39704	39271

En materia jurídica, durante los últimos años se ha volteado a ver a las energías renovables como una solución para resolver los problemas del cambio climático y la inevitable falta de combustibles fósiles en un futuro a mediano plazo. Durante el 2008 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la cual marca como meta de generación no fósil (Nuclear y energías renovables) de 35% para el año

2024, 40% para el 2035 y 50% para el 2050. En el año 2012 fue aprobada la Ley General de Cambio Climático, que estipula como metas de reducción de gases de efecto invernadero en un 30% para el 2020 y de 50% para el 2050, éstas en relación a las emisiones generadas en el país en el año 2000 [34].

Capítulo 3.

Aerodinámica de turbinas de viento.

Como ya se ha mencionado, una turbina eólica es una máquina que extrae energía cinética del viento. El rotor entra en contacto con el aire para la extracción de dicha energía. Como resultado de tal interacción se generan fuerzas sobre los álabes y la turbina en general. El estudio de las fuerzas generadas es de gran importancia para el diseño de álabes, no obstante es necesario entender la aerodinámica para poder entender las fuerzas sobre los perfiles.

3.1. Teoría de disco actuador.

La teoría del disco actuador considera la turbina como un disco de área igual al área que barren los álabes al girar, donde supone que no existen pérdidas por fricción, y que el volumen de control del fluido se comporta como se muestra en la Figura 3.1.

Suposiciones [16]:

- El fluido se encuentra en estado estable, es incompresible y homogéneo.
- No se considera arrastre por fricción.
- Existe un número infinito de palas.
- No hay estela de rotación.
- La presión aguas abajo y aguas arriba del rotor es igual.

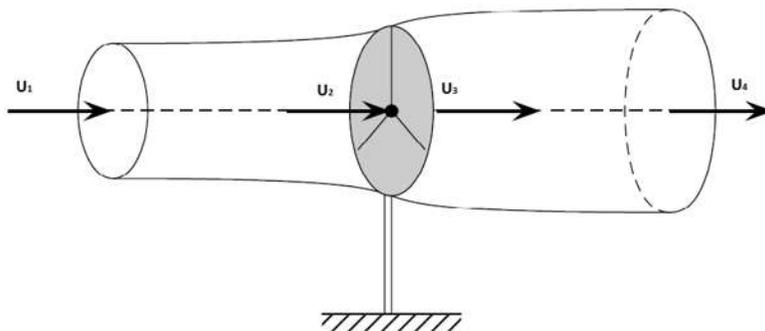


Figura 3.1. Flujo a través del disco actuador [35].

Para el análisis se considera el volumen de control mostrado en la Figura-3.1, en el cual U_i representan las velocidades del viento al moverse a través de la turbina representado por el disco actuador. Al aplicar la conservación de momento lineal en el volumen de control, es posible calcular el empuje, es decir, la fuerza con la cual el viento golpea a la turbina [16].

$$T = (\rho AU_1)U_1 - (\rho AU_4)U_4 \quad (3.1)$$

$$T = \dot{m}U_1 - \dot{m}U_4 \quad (3.2)$$

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (3.3)$$

Debido a que no se realiza ningún trabajo en cada lado del disco, es posible utilizar la ecuación de Bernoulli en cada lado del disco, de donde se obtienen las siguientes relaciones:

$$P_1 + \frac{1}{2}U_1^2\rho = P_2 + \frac{1}{2}U_2^2\rho \quad (3.4)$$

$$P_3 + \frac{1}{2}U_3^2\rho = P_4 + \frac{1}{2}U_4^2\rho \quad (3.5)$$

Se asume que las presiones lejos del disco tanto aguas arriba como aguas abajo son las mismas, por lo tanto $P_1 = P_4$. Además se considera que la velocidad permanece constante al atravesar el disco ($U_2 = U_3$) [16]. Recordando que la fuerza es igual que la presión por el área el empuje puede expresarse como:

$$T = PA = (P_3 - P_2)A \quad (3.6)$$

Al despejar P_2 y P_3 de las ecuaciones 3.4 y 3.5, y sustituir en la ecuación 3.6, tomando en cuenta las consideraciones anteriores podemos llegar a una nueva expresión del empuje:

$$T = \frac{1}{2}\rho A(U_1^2 - U_4^2) \quad (3.7)$$

Igualando las ecuaciones 3.3 y 3.7 podemos obtener el valor de la velocidad 2 en función de las velocidades 1 y 4:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (3.8)$$

A continuación definimos el factor de inducción axial como la fracción de decremento de velocidad del viento entre la corriente libre antes de llegar al rotor y la corriente justo enfrente del disco actuador. Con el valor del factor de inducción axial podemos conocer las magnitudes de U_2 y U_4 en función de U_1 .

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (3.9)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (3.10)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (3.11)$$

3.1.1. Coeficiente de potencia.

La potencia de salida es igual al empuje por la velocidad justo enfrente del rotor, es decir [16]:

$$P = TU_2 = \frac{1}{2}\rho A(U_1^2 - U_4^2)U_2 \quad (3.12)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho AU_2(U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (3.13)$$

Sustituyendo U_2 y U_4 por los valores en función del factor de inducción axial llegamos a:

$$P = \frac{1}{2}\rho AU_1^3 4a(1 - a)^2 \quad (3.14)$$

Para caracterizar el desempeño de una turbina de viento generalmente se utiliza el coeficiente de potencia, el cual indica la fracción de potencia que el generador está extrayendo del viento. El denominador de la expresión del coeficiente de potencia representa la potencia disponible del viento en ausencia del disco actuador, y puede expresarse en función del factor de inducción axial como lo muestra la ecuación [17].

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU_1^3} \quad (3.15)$$

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.16)$$

Si la expresión anterior es derivada con respecto a a , y se iguala a cero, podemos saber que C_p se maximiza cuando $a = 1/3$, y el valor máximo de C_p que se obtiene es:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \quad (3.17)$$

Este valor máximo de C_p se conoce como el límite de Betz, el cual indica la máxima potencia que un aerogenerador puede extraer del viento. La causa del límite de Betz es que si se quisiera extraer toda la potencia del viento, éste se tendría que frenar por completo lo cual no permitiría que más masa de aire siguiera pasando a través de la turbina para la extracción de más potencia.

Además del límite de Betz, otros factores como la turbulencia o la estela de rotación generada afectan la eficiencia que un aerogenerador puede tener. Las pérdidas de eficiencia se pueden prevenir tomando en cuenta lo siguiente [36]:

- Evitar bajas velocidades de la punta del álabe, pues esto incrementa la estela de rotación.
- Seleccionar perfiles aerodinámicos con buena relación sustentación-arrastre.
- Utilizar geometrías especializadas en la punta del álabe.

Utilizando las ecuaciones 3.7 y 3.11, el empuje puede escribirse como:

$$T = \frac{1}{2} \rho A U_1^2 4a(1 - a) \quad (3.18)$$

De manera similar a la potencia, el empuje puede caracterizarse por medio de un coeficiente adimensional:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A U_1^2} = 4a(1 - a) \quad (3.19)$$

A máximo coeficiente de potencia (con $a = 1/3$) el coeficiente de empuje tiene un valor de $8/9$ [16]. En la Figura 3.2 se muestra la gráfica de los coeficientes de potencia y arrastre contra el factor de inducción axial, cabe mencionar que el valor máximo que puede tomar a es de 0.5, pues por encima de éste valor se viola el límite de Betz.

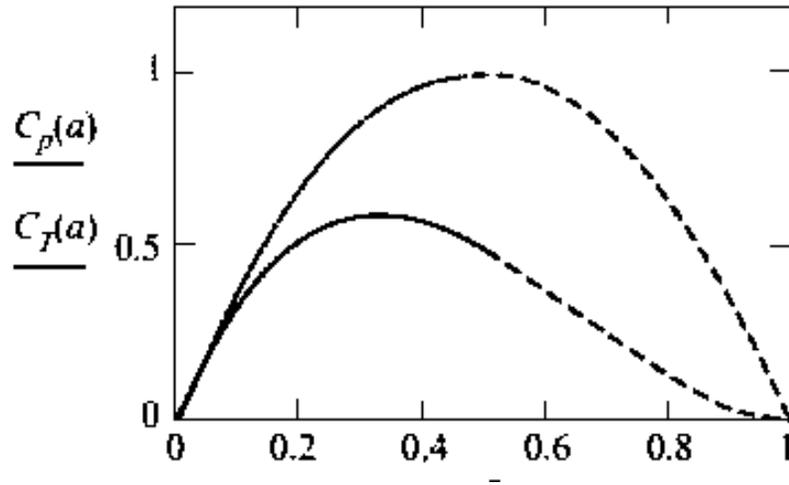


Figura 3.2. Coeficientes de potencia y empuje en función del factor de inducción axial [17].

La velocidad tangencial no será la misma al moverse a lo largo del álabe. Para analizar la variación de velocidad tangencial consideremos un disco anular de radio r y espesor δr como se observa en la Figura 3.3. El incremento del torque del rotor será responsable de otorgarle la velocidad tangencial al aire. Justo antes del rotor, el aire tiene velocidad tangencial igual a cero, mientras que justo después tendrá una velocidad tangencial igual a $2\Omega r a'$. El torque en el anillo es igual al cambio de cantidad de movimiento angular del aire [17].

$$\delta Q = \rho \delta A U_{\infty} (1 - a) 2\Omega a r^2 \quad (3.20)$$

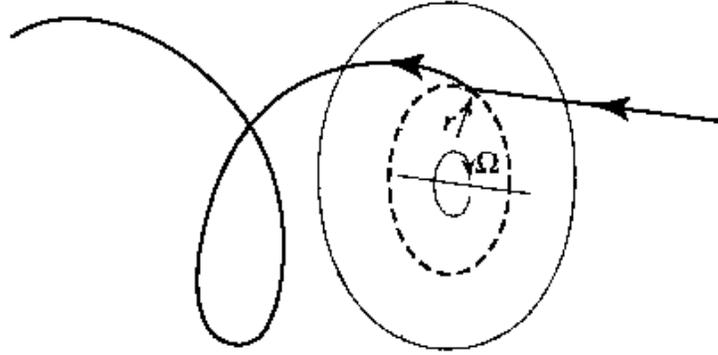


Figura 3.3. Estela del disco anular [17].

Donde Q es el torque, A el área del anillo, Ω la velocidad angular del rotor y a' el factor de inducción tangencial. El torque transmitido es igual a:

$$\delta P = \delta Q \Omega \quad (3.21)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.14 y 3.20 en la ecuación 3.21:

$$2\rho A U_\infty^3 a(1-a)^2 = \rho \delta A U_\infty (1-a) 2\Omega^2 a r^2 \quad (3.22)$$

Reduciendo:

$$U_\infty^2 a(1-a)^2 = \Omega^2 r^2 a \quad (3.23)$$

$$a = \frac{U_\infty^2 a(1-a)^2}{\Omega^2 r^2} \quad (3.24)$$

3.2. Perfiles aerodinámicos.

Un perfil aerodinámico puede definirse como una sección transversal con forma de ala que al desplazarse a través de aire puede crear sustentación, es decir una fuerza perpendicular a la dirección del flujo de aire.



Figura 3.4. Terminología de los perfiles aerodinámicos [37].

La Figura 3.4 muestra un perfil aerodinámico, la terminología utilizada se explica a continuación [37]:

- Línea de la cuerda.- Es la línea recta que pasa por el borde de ataque y por el borde de fuga.
- Cuerda.- Es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de fuga. Es una dimensión característica del perfil.
- Línea de Curvatura Media.- Línea equidistante entre el extradós y el intradós. Esta línea "fija" la curvatura del perfil. Si la línea de curvatura media "cae" sobre la cuerda (como en la figura) se dice que la curvatura es positiva, si cae por debajo, negativa, y si va por debajo y por arriba, doble curvatura.
- Ordenada máxima.- Es la máxima distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda del perfil. El valor suele darse en % de la cuerda.
- Espesor máximo y posición.- Son dos características importantes, que se expresan en % de la cuerda. El valor varía desde un 3 % en los perfiles delgados hasta un 18 % en los más gruesos.
- Radio de Curvatura del Borde de Ataque.- Define la forma del borde de ataque y es el radio de un círculo tangente al extradós e intradós, y con su centro situado en la línea tangente en el origen de la línea de curvatura media.

Al estar en funcionamiento un perfil aerodinámico, el flujo de aire sobre el perfil presenta características diferentes de acuerdo al ángulo de ataque y a la velocidad con que se mueve el perfil con respecto a su línea de acción. Por la parte superior del perfil (extradós) el aire tendrá una mayor velocidad y una menor presión, mientras que por la parte inferior (intradós) la velocidad será menor y la presión mayor (Figura 3.5). La diferencia de presiones entre el extradós y el intradós genera una fuerza resultante llamada sustentación.

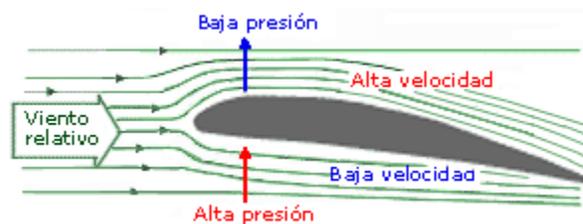


Figura 3.5. Distribución de presiones en un perfil aerodinámico [37].

El ángulo de ataque (Figura 3.6) es el ángulo formado por la cuerda del ala y la dirección del viento relativo. Este ángulo deberá de determinarse como aquel en el que la sustentación sea mayor en relación a su arrastre de acuerdo con el perfil seleccionado.

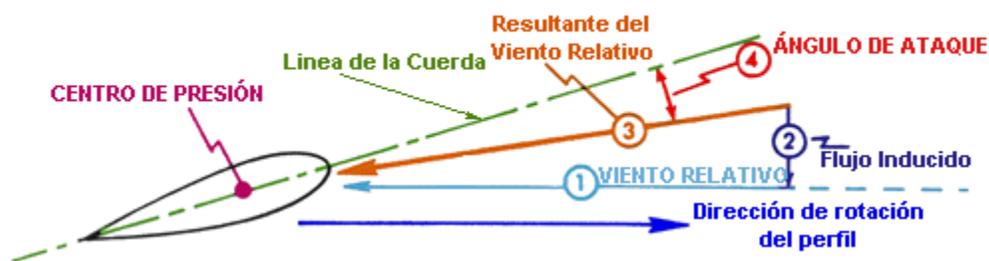


Figura 3.6. Ángulo de ataque de un perfil aerodinámico [37].

3.3. Clasificación de perfiles aerodinámicos.

Con la llegada de la aviación a principios del siglo XX, la importancia de la aerodinámica empezó a crecer y a llamar la atención de científicos con el objetivo

de mejorar las condiciones de vuelo de aviones y posteriormente de helicópteros. Durante la segunda década del siglo XX, Prandtl desarrolló una metodología para desarrollar alas de aviones [38]:

- Seleccionar un perfil aerodinámico.
- Modificar el perfil seleccionado para obtener las características deseadas.

Actualmente el estudio de los perfiles aerodinámicos sigue siendo parte importante de la investigación que se lleva a cabo dentro de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA por sus siglas en inglés). Fue precisamente a principios de la década de 1930 en el Comité Nacional de Consejo en Aeronáutica (NACA por sus siglas en inglés), el antecesor de la NASA, donde se llevaron a cabo experimentos en perfiles aerodinámicos con el fin de normalizarlos [38].

3.3.1. Serie NACA de 4 dígitos.

La primera familia de perfiles diseñado fue la serie NACA de cuatro dígitos. En ésta familia el primer dígito indica la curvatura máxima en porcentaje de la cuerda, el segundo dígito especifica la posición de la curvatura máxima en décimas de la cuerda, y los últimos dos dígitos indican el espesor máximo del perfil en porcentaje de la cuerda.

Una de las ventajas que presentan los perfiles de serie NACA de cuatro dígitos es el pequeño movimiento del centro de presiones. Entre las desventajas son el bajo coeficiente de levantamiento y el relativamente gran arrastre [37].

Los perfiles de la serie NACA de cuatro dígitos son los más utilizados en la aviación, para las colas horizontales, las aspas de helicópteros, en aletas de misiles, y también son muy utilizados para los álabes de turbinas.

3.3.2. Serie NACA de 5 dígitos.

La serie Naca de 5 dígitos se diferencia de la serie de 4 dígitos por la forma de la combadura, además de que la nomenclatura es diferente. Como su nombre lo indica se utilizan 5 dígitos para definir el perfil. El primer dígito al multiplicarse por 3/2, indica el coeficiente de sustentación en décimas. Al dividir entre 2 el segundo y tercer número otorga la posición de la combadura máxima en décimas de la cuerda. Los últimos dos dígitos indican el espesor máximo en porcentaje de la cuerda [37].

3.3.3. Coeficientes de arrastre y sustentación.

La fuerza de sustentación es aquella que se dirige en dirección perpendicular a la dirección en que se mueve el viento, y es resultado de la diferencia de presiones entre las superficies superior y exterior del perfil. La fuerza de arrastre es la generada debido a la fricción en la superficie del perfil y tiene una dirección paralela al viento.

Los coeficientes de sustentación y arrastre son parámetros adimensionales que nos ayudan a conocer el porcentaje de la presión dinámica que se transforma en una fuerza sobre el perfil, ya sea en dirección perpendicular o paralela al viento [37].

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho U^2} \quad (3.25)$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho U^2} \quad (3.26)$$

El comportamiento de un perfil aerodinámico se obtiene de manera experimental, introduciendo un perfil dentro de un túnel de viento y midiendo tanto su arrastre como su sustentación al variar el ángulo de ataque.

3.4. Teoría del momento en elemento pala (BEM por sus siglas en inglés).

Si discretizamos un álabe en la dirección radial, obtenemos elementos posicionados a una distancia r del centro de la turbina, y de espesor δr (Figura 3.7). Las fuerzas de sustentación y arrastre a las que se somete cada elemento son responsables de los cambios de momento axial y angular del aire que pasa a través del anillo que describe el álabe al girar. El supuesto básico de la teoría BEM es que la fuerza de un elemento es responsable únicamente de la variación de momento del aire que pasa a través del anillo que barre [17].

La teoría BEM hace el análisis de un triángulo de velocidades en la sección transversal del álabe, donde los catetos corresponden a la velocidad del viento que entra a la turbina y la velocidad lineal de la sección del álabe al girar, mientras que la hipotenusa se conoce como la velocidad relativa. En la Figura 3.8 se observa el triángulo de velocidades y las fuerzas en una sección transversal de un álabe.

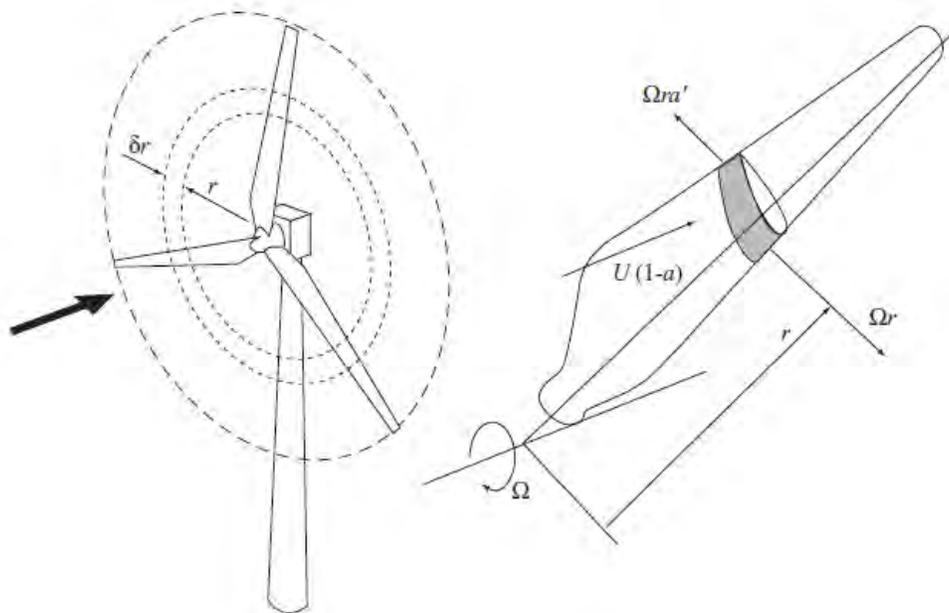


Figura 3.7. Elemento de álabe que describe un anillo al girar [17].

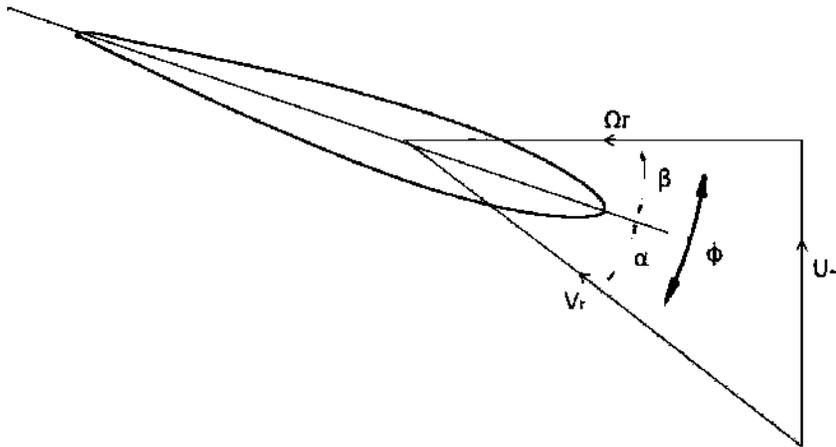


Figura 3.8. Velocidades elemento del álabe.

De la Figura-3.8 puede calcularse la velocidad relativa, aplicando trigonometría:

$$W = \sqrt{U_1^2(1 - a)^2 + \Omega^2 r^2(1 - a')^2} \quad (3.27)$$

Y las fuerzas de sustentación y arrastre corresponden a:

$$\delta L = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_L \delta r \quad (3.28)$$

$$\delta D = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_D \delta r \quad (3.29)$$

Al realizar el análisis en cada elemento del álabe, el valor de la velocidad del viento no varía, puesto que se considera que es uniforme y golpea con la misma velocidad en toda el área de la turbina, sin embargo la velocidad tangencial aumenta conforme el elemento se encuentra más lejos del centro de rotación [17]. La velocidad específica λ , es la relación que existe entre la velocidad tangencial y la del viento; la velocidad específica local λ_0 , corresponde al valor que toma esta relación en cada elemento (Figura 3.9).

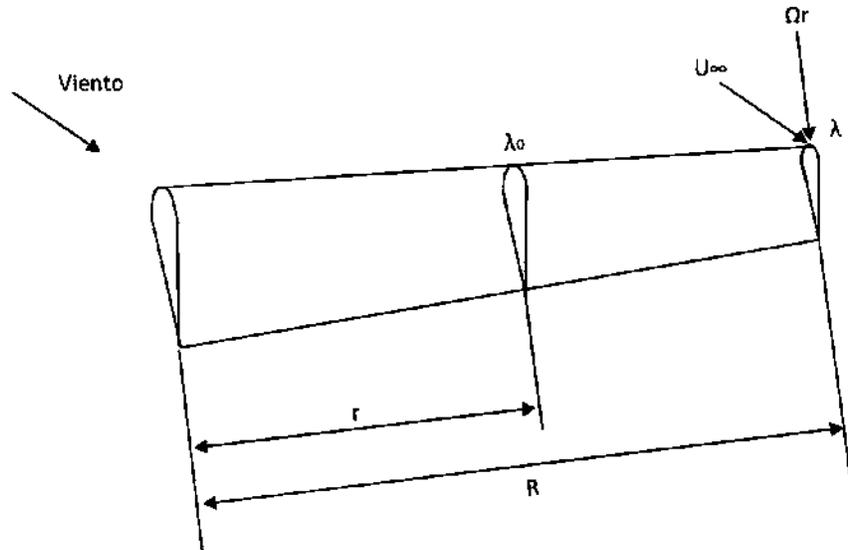


Figura 3.9. Velocidad específica local en un álabe [39].

$$\lambda = \frac{\Omega r}{U} \quad (3.30)$$

$$\lambda_0 = \lambda \frac{r}{R} \quad (3.31)$$

El valor de la velocidad específica es propuesto por el diseñador y depende del tipo de turbina que se quiere diseñar. Para turbinas de gran capacidad se busca que el rotor no gire muy rápido pero que proporcione un par grande, para incrementar la velocidad de rotación por medio de una transmisión, en estos casos la velocidad específica se establece entre 1 y 5. En el caso de turbinas de baja capacidad la intención es que el rotor gire lo más rápido posible por lo que la velocidad específica puede variar entre 5 y 12.

Una velocidad específica alta implica que la longitud de la cuerda se reduzca, por lo tanto el álabe será delgado. Además una velocidad específica alta también conlleva que las fuerzas aerodinámicas se incrementen. El incremento de las fuerzas y la disminución del área que las soportará ponen en riesgo la integridad física del álabe; es necesario tener este aspecto en cuenta en el momento de seleccionar el material y realizar el diseño mecánico [36].

Ya que se ha seleccionado el perfil a utilizar en el álabe, generalmente para turbinas de baja capacidad se utilizan perfiles de la familia 44XX, se toman los valores de C_D y C_L mínimos y máximos, y se utiliza la ecuación empírica de Wilson-Lissman para determinar el coeficiente de potencia de la máquina [17].

$$C_P = \left(\frac{16}{27}\right) \lambda \left[\frac{\lambda + 1.32 + \left(\frac{\lambda - 8}{20}\right)^2}{N^{2/3}} \right]^{-1} - \frac{(0.57)\lambda^2}{\frac{C_L}{C_D}(\lambda + \frac{1}{2N})} \quad (3.32)$$

Donde N es el número de álabes de la turbina. Conociendo el coeficiente de potencia, es posible saber el diámetro necesario de la turbina a diseñar para obtener cierta potencia. Despejando el diámetro de la ecuación 3.15 del coeficiente de potencia, tenemos:

$$D = \sqrt{\frac{8P}{\pi C_P \rho U^3 \eta_{mec} \eta_{elec}}} \quad (3.33)$$

Teniendo el dato del diámetro necesario de la turbina, se conoce la longitud del álabe a diseñar, posteriormente se procede a determinar sus características principales, la cuerda y el ángulo de ataque.

$$c = \frac{8\pi R \lambda_0^2 a'}{N \lambda C_L \sqrt{(1-a)^2 + [\lambda_0(1+a')]^2}} \quad (3.34)$$

El valor del coeficiente de inducción axial a utilizar será el máximo, recordando que corresponde a 1/3. El ángulo de ataque se determina a partir de las gráficas de comportamiento del perfil, y se varía de manera lineal a lo largo del álabe, donde el ángulo que otorgue la mayor sustentación se coloca en la raíz. El ángulo φ (Figura 3.8), se calcula por medio de trigonometría, el ángulo de asiento β es la diferencia de los anteriores [17].

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad (3.35)$$

$$\beta = \varphi - \alpha \quad (3.36)$$

Por medio de las ecuaciones anteriores el diseño del álabe resulta eficiente, sin embargo la geometría es compleja lo que lo hace difícil de manufacturar y por

lo tanto costoso. Para optimizar la geometría con el fin de facilitar la manufactura se utiliza la siguiente relación [17]:

$$\frac{c_u}{R} = \frac{8}{9\lambda 0.8} \left(2 - \frac{\lambda \mu}{\lambda 0.8} \right) \frac{2\pi}{c_L \lambda N} \quad (3.37)$$

Donde μ es la relación de radios r/R . De la relación anterior se obtiene el valor de c_u , con el cual se vuelve a calcular el coeficiente de sustentación [17]:

$$C_L = \frac{8}{9} \frac{1}{\frac{N c_u \lambda}{2\pi} \sqrt{\left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 + \lambda^2 \mu^2 \left[1 + \frac{2}{9(\lambda^2 \mu^2)}\right]^2}} \quad (3.38)$$

Para el cálculo del nuevo ángulo de ataque se utiliza la ecuación siguiente:

$$C_L = 0.1(\alpha + 4deg) \quad (3.39)$$

Despejando α :

$$\alpha = \frac{C_L}{0.1} - 4deg \quad (3.40)$$

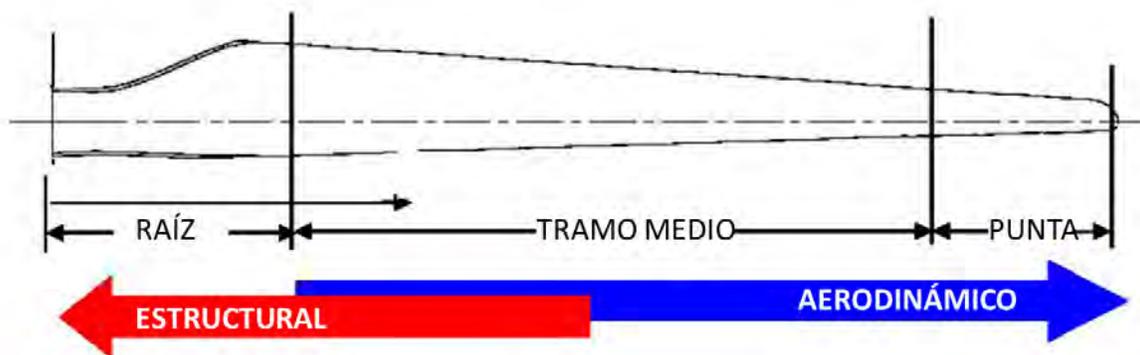


Figura 3.10 Regiones de un álabes de turbina de viento [36].

La teoría BEM nos entrega los valores de ángulos y cuerda a lo largo del álabes. Como se observa en la Figura 3.10 ésta variación divide en tres regiones el álabes cada una con una función diferente:

- Raíz. Es la transición entre la geometría utilizada para montar el álabe en la turbina y el perfil aerodinámico. Tiene una velocidad relativa baja debido a lo cual la sección debe ser más grande para mantener una buena relación sustentación-arrastre. Sin embargo también es la sección sometida a mayor carga, por lo cual su función es mayoritariamente estructural, aunque también es la sección encargada del arranque de la máquina a velocidades de viento bajas.
- Tramo medio. Sección aerodinámicamente importante, por lo que se recomienda utilizar secciones tan delgadas como lo permitan las consideraciones estructurales.
- Punta. Aerodinámicamente es una región crítica, por lo cual se utilizan perfiles de sección delgada. Algunas geometrías especiales para reducir el ruido también son utilizadas.

3.5. Modelos de turbulencia.

Para el estudio del flujo de aire sobre la superficie de los álabes de la turbina de viento es necesario realizar simulaciones basadas en el método de dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés). Para realizar un análisis CFD es necesario considerar un modelo de turbulencia, el cual ayudará a determinar el comportamiento del fluido.

Dependiendo del modelo de turbulencia escogido los resultados variarán. Según las condiciones del fluido un modelo puede dar resultados más precisos que otros, pero también los tiempos de cómputo variarán.

En el caso de las turbinas de viento de baja capacidad se considerarán números de Reynolds altos, esto debido a las velocidades altas que alcanza la punta del álabe. Como se ha mencionado, para turbinas de baja capacidad se utilizarán velocidades específicas mayores a 5.

El flujo sobre los álabes se considera turbulento e incompresible. A pesar de que el aire es un fluido compresible, las velocidades del viento para aplicaciones eólicas se encuentra por debajo de la velocidad del sonido, por lo tanto el fluido es subsónico y se puede considerar como incompresible.

Las ecuaciones gobernantes para fluidos incompresibles son las ecuaciones de Navier-Stokes para Reynolds promedio (RANS por sus siglas en inglés) [40], las cuales se muestran a continuación:

Continuidad:

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (\rho \bar{u}_i) = 0 \quad (3.41)$$

Cantidad de movimiento:

$$\frac{\partial}{\partial x_j} (\rho \bar{u}_i \bar{u}_j) = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \bar{u}_i \bar{u}_j) \quad (3.42)$$

Donde $\bar{\rho}$ es la densidad media, \bar{p} la presión media, μ la viscosidad molecular, y el término $-\rho \bar{u}_i \bar{u}_j$ indica los esfuerzos de Reynolds. El método para modelar el comportamiento de la turbulencia, relaciona los esfuerzos de Reynolds con los gradientes medios de velocidad de la siguiente forma:

$$-\rho \bar{u}_i \bar{u}_j = \mu_t \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\rho k + \mu_t \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} \right) \delta_{ij} \quad (3.43)$$

Donde μ_t es la viscosidad turbulenta (viscosidad de Eddy) y k es la energía cinética turbulenta. En el caso de los modelos de turbulencia de dos ecuaciones, la viscosidad turbulenta es calculada al resolver dos ecuaciones de transporte adicionales, una para la energía cinética turbulenta y otra para la razón de disipación turbulenta, ε , o la razón de disipación específica, ω .

3.5.1. Modelo Turbulento k-ε Realizable.

Entre los modelos de turbulencia de dos ecuaciones se encuentra el modelo k - ε estándar, el cual es ampliamente usado en aplicaciones de ingeniería. Sin embargo para el caso de flujos incompresibles en estado estable, como el caso del flujo sobre la superficie de los álabes de una turbina de viento, se ha encontrado que el modelo Realizable k - ε otorga buenos resultados [40].

Ambos modelos utilizan las mismas ecuaciones de transporte para k y para ε , que se muestran a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (\rho k \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + G_k - Y_k \quad (3.44)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (\rho \varepsilon \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + G_\varepsilon - Y_\varepsilon \quad (3.45)$$

Donde σ_k y σ_ε son los números de Prandtl turbulentos para k y ε respectivamente, y G_ε es la producción de energía cinética turbulenta:

$$G_k = \mu_t S^2 \quad (3.46)$$

S es el módulo del tensor de razones medias de deformación, definido como:

$$S \equiv \sqrt{2 S_{ij} S_{ij}} \quad (3.47)$$

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.48)$$

La disipación de energía cinética turbulenta, Y_k , se define:

$$Y_k = \rho \varepsilon \quad (3.49)$$

En el caso de la producción y disipación de k , las ecuaciones permanecen iguales tanto para el modelo estándar como para el realizable. No obstante, las ecuaciones para la producción y disipación de ε presentan algunas variaciones:

$$G_\varepsilon = \rho C_1 S \varepsilon \quad (3.50)$$

$$Y_\varepsilon = \rho C_2 \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\nu \varepsilon}} \quad (3.51)$$

$$C_1 = \max \left[0.43, \frac{\eta}{\eta + 5} \right] \quad (3.52)$$

$$\eta = S \frac{k}{\varepsilon} \quad (3.53)$$

La viscosidad turbulenta se calcula por medio de:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (3.54)$$

$$C_\mu = \frac{1}{A_0 + A_S \frac{k U^*}{\varepsilon}} \quad (3.55)$$

$$U^* = \sqrt{S_{ij} S_{ij} + \tilde{\Omega}_{ij} \tilde{\Omega}_{ij}} \quad (3.56)$$

$$\tilde{\Omega}_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.57)$$

$$A_S = \sqrt{6} \cos \varphi \quad (3.58)$$

Donde:

$$\varphi = \frac{1}{3} \cos^{-1}(\sqrt{6}W) \quad (3.59)$$

$$W = \frac{S_{ij} S_{jk} S_{ki}}{\tilde{S}^3} \quad (3.60)$$

$$\tilde{S} = \sqrt{S_{ij} S_{ij}} \quad (3.61)$$

Las constantes utilizadas en el modelo Realizable son:

$$\sigma_k = 1.0, \sigma_\varepsilon = 1.2, C_2 = 1.9, A_0 = 4.04$$

Capítulo 4.

Diseño Mecánico.

De manera general, la palabra compuesto significa “hecho de dos o más partes” [41], dentro de la ciencia de materiales se entiende por material compuesto aquel que está formado por dos o más materiales diferentes que juntos presentan mejores características mecánicas, eléctricas, térmicas, etc. que cada material por separado.

Un material compuesto consiste en una o más fases discontinuas dispersas en una fase continua, donde la fase continua recibe el nombre de matriz, y a la fase discontinua se le llama refuerzo [42], debido a que ésta generalmente presenta propiedades mecánicas superiores.

Las propiedades resultantes del material compuesto dependen de [43]:

- Las propiedades de los materiales constituyentes.
- La distribución geométrica.
- La interacción entre las fases.

Los materiales compuestos pueden clasificarse debido a la forma de sus constituyentes o por la naturaleza de los mismos. La clasificación de los compuestos debido a la naturaleza de los constituyentes depende de si la matriz es orgánica, cerámica o metálica, donde el refuerzo puede ser también orgánico, cerámico o metálico. Su clasificación por su forma es la siguiente:

Compuestos con fibras. El material de refuerzo se encuentra en forma de fibras, las cuales pueden ser continuas o discontinuas. La orientación de las fibras permite obtener materiales isotrópicos o con una gran anisotropía. La mayoría de los compuestos reforzados con fibras alcanzan su mejor comportamiento mecánico al utilizar refuerzos con alta resistencia mecánica aunque frágiles dentro de una matriz dúctil [41].

Compuestos con partículas. El refuerzo está en forma de partícula. A diferencia de los compuestos con fibras, las partículas no tienen una dirección privilegiada, por lo cual se considera que éstos compuestos son isotrópicos. Los compuestos con partículas son utilizados generalmente para mejorar la dureza, resistencia a la abrasión, expansión térmica, etc.

En el caso de los compuestos con fibras, éstas soportan la mayor parte de la carga, mientras que la matriz tiene como función el crear una fase continua alrededor de las fibras que transmita la carga entre ellas, las proteja del medio y las mantenga en la orientación deseada. Además la matriz proporciona toda la resistencia al esfuerzo cortante interlaminar del compuesto, y aporta en la resistencia a la propagación de grietas, una fibra que ha fallado todavía puede transmitir carga, puesto que la matriz puede transmitir la carga entre los extremos de la falla [42].

Las dimensiones de la fibra se caracterizan mediante la relación de forma l/d , donde l es la longitud de las fibras, las cuales pueden ser largas, cortas o continuas, y d es el diámetro de una sola fibra. Generalmente se prefiere utilizar fibras continuas, pues se reduce el número de extremos de fibras en el material, y diámetros pequeños, ya que así la probabilidad de defectos superficiales que puedan llevar a una falla se reduce. [41]

4.1. Propiedades de los plásticos reforzados con fibras.

La combinación macroscópica de las fibras con la matriz da como resultado propiedades que no se pueden conseguir mediante los componentes por separado. Las fibras presentan una gran resistencia a la tensión, sin embargo no soportan esfuerzos de compresión o de flexión; por su parte la matriz polimérica presenta una baja resistencia a la tensión. El resultado es un material con buena resistencia a la tensión, que además soporta cargas de compresión y de flexión [41].

Las fibras largas y continuas presentan una mayor resistencia a la tensión en su dirección axial (anisotropía), y éstas pueden orientarse con la dirección de la

carga, pero las fibras presentarán propiedades pobres en la dirección transversal. Lo anterior se puede resolver al colocar láminas orientadas en diferentes direcciones, teniendo como resultado un material con buenas propiedades en diferentes direcciones, afectando en su anisotropía o incluso generando un material casi isotrópico [41].

Además de las propiedades mecánicas antes mencionadas, las fibras de vidrio reforzadas tienen las siguientes características: buena relación resistencia- peso, resistencia a la humedad, a la corrosión, aislante térmico, facilidad de producción y un costo relativamente bajo [44].

La unión entre las fibras y la matriz debe de ser muy buena, particularmente para compuestos con matrices poliméricas o metálicas. Si existe una mala unión entre fibras y matriz, las fibras pueden salir de la matriz, y su resistencia y resistencia a la fatiga disminuyen. Además para compuestos laminados la unión entre lámina y lámina también resulta importante, para evitar la delaminación, el cual consiste en el deslizamiento de una lámina sobre otra, y por consiguiente, en la pérdida de la unión entre ellas [41].

La importancia del uso de materiales compuestos avanzados en el campo energético radica en la necesidad de reducir el peso de componentes para aumentar la eficiencia de las máquinas, así como el mejorar el comportamiento de dichos materiales bajo condiciones críticas de temperatura y corrosión.

Si consideramos el volumen total del compuesto como v_c , La fracción volumétrica de las fibras y de la matriz será:

$$V_f = \frac{v_f}{v_c} \quad (4.1)$$

$$V_m = \frac{v_m}{v_c} \quad (4.2)$$

Donde el volumen del compuesto es la suma de los volúmenes de las fibras y la matriz:

$$v_c = v_f + v_m \quad (4.3)$$

Por lo tanto:

$$V_m = 1 - V_f \quad (4.4)$$

Las propiedades de un material compuesto pueden estimarse mediante la regla de las mezclas, donde P_i es la propiedad del material compuesto, el subíndice i se refiere al componente, y V es su fracción volumétrica:

$$P_C = \sum_{i=1}^n V_i P_i \quad (4.5)$$

$$\sum_{i=1}^n V_i = 1 \quad (4.6)$$

La cantidad de fibras en el compuesto está dada por la fracción volumétrica de la fibra dentro del compuesto. Entre mayor sea la fracción volumétrica de las fibras mayor será la resistencia a la tensión del compuesto. Sin embargo, se necesita de un mínimo de aproximadamente 20% de matriz dentro del compuesto para que ésta contribuya con su tarea de mantener la forma de la pieza y de transmitir la carga entre las fibras [42].

4.2. Fibra de vidrio.

El vidrio es sílice amorfo que se obtiene al agregar óxidos modificadores para reducir el punto de fusión y la viscosidad del líquido. Actualmente la fibra de vidrio se encuentra entre las de uso más extendido, dentro de las cuales el vidrio tipo E es el más utilizado. Las fibras de vidrio S poseen mayor resistencia que las de vidrio E, pero su costo es más elevado, por lo que son utilizadas principalmente en aplicaciones militares y aeroespaciales [44]. En la Tabla 4.1 se muestran las composiciones de algunos tipos de vidrio usados como fibras de refuerzo.

Entre los materiales más utilizados como matriz en los materiales compuestos con fibras de están las resinas de poliéster insaturado y epoxi. Las resinas poliéster tienen menor costo, pero su resistencia en comparación con las resinas epoxi es menor. En cambio las resinas epoxi presentan mejor resistencia mecánica y menor contracción en el proceso de curado, aunque su costo es más elevado [44].

Tabla 4.1. Composición química de diversos tipos de vidrio [42], [43].

Constituyentes		% en peso		
		Vidrio-E	Vidrio-D	Vidrio-R
Sílice	SiO ₂	53-54	73-74	60
Alúmina	Al ₂ O ₃	14-15.5	-	25
Óxido de calcio	CaO	20-24	0.5-0.6	9
Magnesia	MgO	20-24	0.5-0.6	6
Óxido de boro	B ₂ O ₃	6.5-9	22-23	-
Flúor	F	0-0.7	-	-
Óxido de hierro	Fe ₂ O ₃	<1	0.1-0.2	-
Óxido de titanio	TiO ₂	<1	0.1-0.2	-
Óxido de sodio	Na ₂ O	<1	1.3	-
Óxido de potasio	K ₂ O	<1	1.5	-

4.3. Métodos de moldeo.

Existen diversos métodos de moldeo con materiales compuestos, la técnica de moldeo que se elija dependerá de la geometría de la pieza, de la aplicación que ésta va a tener y de los aspectos económicos y tecnológicos con que se disponga. Algunas técnicas de moldeo se mencionan a continuación.

El tendido manual es el proceso de moldeo más sencillo, aunque el tiempo requerido para obtener una pieza es mayor. Consiste en la colocación manual de telas de fibra sobre el molde de la pieza (previamente preparado), para después impregnar con la resina. El conjunto se cura con o sin calor y usualmente sin aplicar presión [44].

El rociado consiste en aplicar simultáneamente fibras cortas y resina sobre el molde. La masa formada se iguala con rodillos estriados que expulsan el aire que puede quedar atrapado durante el proceso, de igual forma que en el tendido manual, se puede curar con o sin calor y presión.

Puede haber casos en los que las fibras no ajusten perfectamente en las esquinas o radios, creando porosidades o regiones más ricas en resina. Para evitar esto se puede colocar el molde con la fibra impregnada, ya sea por tendido manual o por rociado, dentro de una bolsa o membrana flexible, dentro de la cual se crea vacío para comprimirla uniformemente contra el material compuesto, éste proceso se conoce como bolsa de vacío.

Si la presión no es suficiente, el conjunto anterior puede envolverse dentro de otra bolsa a la cual se inyecta aire para crear una presión mayor, ésta técnica se conoce como bolsa de vacío y presión. Se pueden conseguir presiones mayores si el conjunto se coloca dentro de una autoclave, dentro de la cual también es posible aplicar temperatura.

4.4. Esfuerzos en estructuras aerodinámicas.

El diseño mecánico de estructuras aerodinámicas, como son las alas de aeronaves, hélices de helicópteros, o en el caso de este trabajo álabes de turbinas de viento, se ve limitado principalmente por el peso, pues se busca que la estructura sea lo más ligero posible para aprovechar al máximo las fuerzas de sustentación generadas sobre el perfil.

Para reducir lo más posible el peso de la estructura, se pretende la aplicación de materiales con alta rigidez, resistencia y baja densidad. Los materiales más ampliamente usados en estas aplicaciones han sido aleaciones de aluminio y de titanio, y en años recientes se ha incrementado el uso de materiales compuestos laminados, por ejemplo las fibras de vidrio o carbón en matrices epóxicas.

Otra restricción que presentan las estructuras aerodinámicas para su diseño mecánico es el tamaño y la forma del mismo, pues éstas son establecidas bajo

consideraciones aerodinámicas y no estructurales [20]. Por lo tanto las configuraciones para resolver el problema estructural se ven limitadas.

La solución al problema, tomando en cuenta tanto la consideración del peso como de la forma y el tamaño, se centra en hacer que el material utilizado para soportar las cargas se encuentre trabajando a su mayor capacidad (sin olvidar el factor de seguridad), a fin de no tener material de sobra dentro de la estructura. Por ello resulta de suma importancia conocer los tipos de cargas que se presentan en éste tipo de estructuras para así proponer la configuración adecuada para absorber las cargas sin desperdiciar material.

4.4.1. Miembros axiales.

Son usados para absorber las cargas de tensión y compresión aplicadas en la dirección axial del miembro. El esfuerzo resultante en estos elementos bajo carga uniaxial está dado por [45]:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (4.7)$$

Donde E es el módulo de elasticidad, y ε la deformación unitaria. La fuerza aplicada al elemento es:

$$F = A\sigma = EA\varepsilon \quad (4.8)$$

Donde A es el área de la sección transversal, y la cantidad EA se conoce como rigidez axial del miembro. Los miembros axiales usualmente son esbeltos, por lo que son susceptibles a fallar por pandeo si se encuentran bajo cargas de compresión. El pandeo puede evitarse al disminuir la longitud del elemento, sin embargo dentro de las estructuras aerodinámicas se suelen utilizar soportes laterales para evitarlo.

4.4.2. Paneles cortantes.

Un panel cortante es una placa delgada de material utilizada para soportar las cargas a corte (Figura 4.1), las cuales se distribuyen por los lados de la placa. Las fuerzas cortantes en las direcciones x y y en el panel están dadas por:

$$V_x = \tau t a = G \gamma t a \quad (4.9)$$

$$V_y = \tau t b = G \gamma t b \quad (4.10)$$

Donde G es el módulo de corte, y γ la deformación cortante.

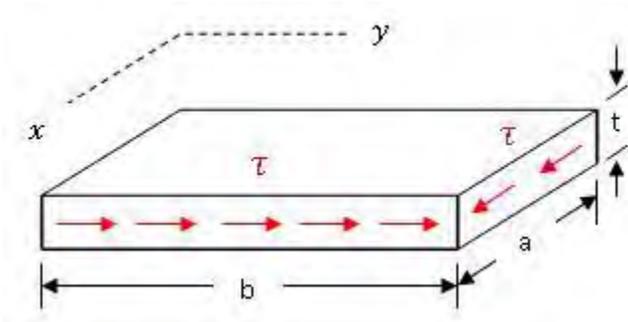


Figura 4.1. Panel bajo esfuerzo cortante uniforme [45].

4.4.3. Miembros a flexión.

Los miembros a flexión, también llamados vigas, son elementos que pueden soportar también cargas axiales de tensión o compresión. De acuerdo a la teoría de flexión simple, el momento de flexión puede expresarse como:

$$M = -EI \frac{d^2 w}{dx^2} \quad (4.11)$$

Donde w indica la deflexión de la viga, I el momento de inercia de área, el cual depende de la geometría de la sección transversal, y el producto EI se conoce como la rigidez a flexión.

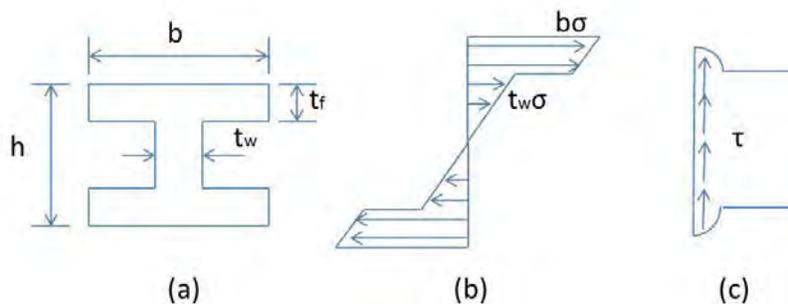


Figura 4.2. (a) Viga tipo "I". (b) Distribución de la fuerza cortante. (c) Distribución de los esfuerzos cortantes.

Una viga se diseña para absorber tanto la flexión como cortantes. Cuando una viga se somete a flexión, las capas exteriores de un lado de la misma se encuentran a tensión, mientras que las del lado contrario están a compresión, debido a que las fibras más cercanas al centro soportan menos carga, el material de ésta zona no trabaja a su máxima capacidad, por lo que se prefiere retirarlo como sucede en una viga de sección transversal con forma de "I" (Figura 4.2), donde las partes rectangulares de los extremos se encargan de las cargas de flexión, mientras que el rectángulo que las une absorbe el cortante [45].

4.4.4. Miembros a torsión.

La torsión es un esfuerzo cortante en la sección transversal del elemento, resultado de un par aplicado en dicha área. Los esfuerzos cortantes debido a la torsión se distribuyen linealmente en la dirección radial, y se expresa como:

$$T = GJ\theta \quad (4.12)$$

Donde θ es el ángulo de giro por unidad de longitud, y J es el momento polar de inercia. El producto GJ se conoce como rigidez torsional.

4.5. Tipos de estructuras aerodinámicas.

Las estructuras de elementos aerodinámicos consisten básicamente en un conjunto de elementos estructurales, cada uno destinado a absorber un tipo de carga, como se observa en las Figuras 4.3 y 4.4. La estructura en su totalidad trabaja como una viga a flexión y torsión, y consiste de stringers, elementos destinados a absorber cargas axiales, miembros a flexión o spars, y paneles a cortante o webs [45].

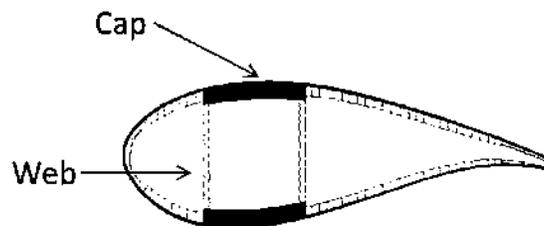


Figura 4.3. Spar en una estructura aerodinámica [46].

Un spar es una viga colocada en la dirección axial compuesta por una pequeña placa (web) que absorbe el cortante, con elementos arriba y abajo para absorber la flexión (caps). Los ribs son placas colocadas en la dirección de la cuerda, los cuales sirven para mantener en posición los stringers, así como de proveer de rigidez contra el pandeo [45].

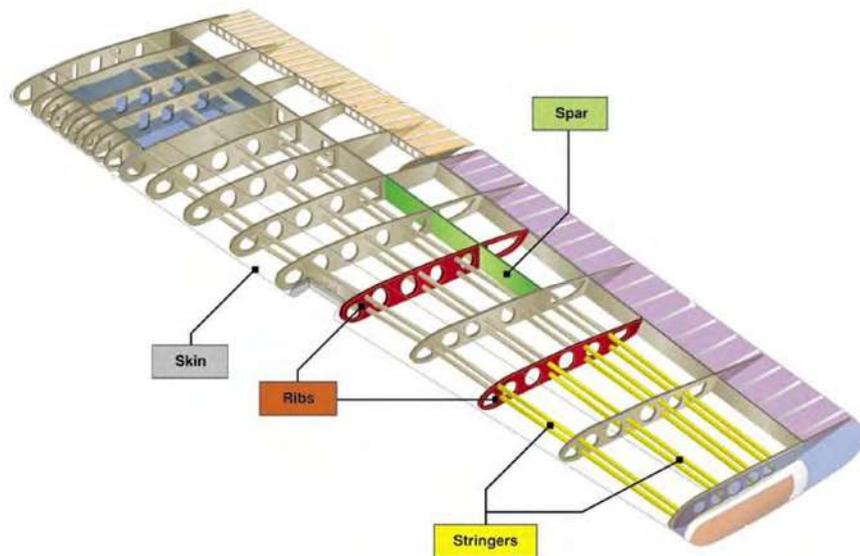


Figura 4.4. Estructura interna de un ala de avión [47].

La carcasa o piel, es la parte exterior que toma la forma del perfil aerodinámico, la cual puede ayudar también en la distribución de los esfuerzos. En conjunto la carcasa y los webs pueden formar elementos que absorben la torsión eficientemente. Para aplicaciones en flujos subsónicos la piel puede llegar a ser muy delgada y trabajar de manera segura.

4.6. Teoría de Laminados.

Al sobreponer una tela de material compuesto sobre otra se obtiene lo que se denomina como laminado. El estudio del comportamiento mecánico de un laminado puede realizarse mediante la teoría de placas. De manera general, una placa es un sólido limitado por dos planos paralelos, en el cual su dimensión transversal es mucho menor que las otras dos dimensiones.

El esquema más simple y utilizado para describir el comportamiento mecánico de una placa es el de Kirchoff, el cual considera los siguientes puntos [43]:

- El material es elástico, homogéneo e isotrópico.
- Inicialmente el material es plano.
- La deflexión es pequeña comparada con el espesor de la placa.
- Las líneas paralelas al plano medio, permanecen paralelas después de la deflexión.
- El esfuerzo normal a la placa es muy pequeño en comparación con los otros componentes y puede ser despreciado.

Si consideramos u_0 , v_0 y w_0 como los desplazamientos de un punto de la placa, las deformaciones quedan descritas por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial u_0}{\partial x} - z \frac{\partial^2 w_0}{\partial x^2},$$

$$\varepsilon_{yy} = \frac{\partial v_0}{\partial y} - z \frac{\partial^2 w_0}{\partial y^2},$$

$$\varepsilon_{zz} = 0, \tag{4.13}$$

$$\varepsilon_{xy} = \left(\frac{\partial u_0}{\partial y} + \frac{\partial v_0}{\partial x} \right) - 2z \frac{\partial^2 w_0}{\partial x \partial y},$$

$$\varepsilon_{xz} = 0,$$

$$\varepsilon_{yz} = 0$$

Debido a que las componentes ε_{zz} , ε_{xz} y ε_{yz} son iguales a cero, el tensor de esfuerzos en un punto M puede escribirse de manera reducida como:

$$\varepsilon(M) = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{xy} \end{bmatrix} \tag{4.14}$$

El campo de esfuerzos puede definirse en relación a las deformaciones utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \sigma_{xx} &= Q_{11}\varepsilon_{xx} + Q_{12}\varepsilon_{yy} + Q_{16}\varepsilon_{xy}, \\
 \sigma_{yy} &= Q_{12}\varepsilon_{xx} + Q_{22}\varepsilon_{yy} + Q_{26}\varepsilon_{xy}, \\
 \sigma_{zz} &= 0, \\
 \sigma_{xy} &= Q_{16}\varepsilon_{xx} + Q_{26}\varepsilon_{yy} + Q_{66}\varepsilon_{xy}, \\
 \sigma_{xz} &= 0, \\
 \sigma_{yz} &= 0
 \end{aligned}
 \tag{4.15}$$

Al tratarse de condiciones de esfuerzo plano, el tensor de esfuerzos en un punto M se reduce a:

$$\sigma(M) = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{xy} \end{bmatrix}
 \tag{4.16}$$

Por lo tanto, el comportamiento mecánico queda definido con la ley de Hooke:

$$\sigma(M) = Q_k \varepsilon(M)
 \tag{4.17}$$

Donde Q_k indica la matriz de rigidez reducida del material, en la que cada elemento está definido por las constantes elásticas E , ν , G .

$$Q_k = \begin{bmatrix} Q_{11} & Q_{12} & Q_{16} \\ Q_{12} & Q_{22} & Q_{26} \\ Q_{16} & Q_{26} & Q_{66} \end{bmatrix}
 \tag{4.18}$$

4.6.1. Telas Mat.

Se denomina como tela Mat aquella que está conformada por fibras orientadas al azar. Por lo tanto se considera una tela Mat como una lámina con un número infinito de capas orientadas en todas las direcciones [43]. La fracción

volumétrica de un laminado con telas Mat puede calcularse usando la siguiente expresión [43]:

$$V_f = \frac{M_s}{\rho_f e_c} \quad (4.19)$$

Donde M_s es el peso por unidad de área, ρ_f la densidad del material de refuerzo de fibras, y e_c el espesor del laminado. La matriz de rigidez reducida de un laminado Mat para el caso de esfuerzo plano es:

$$Q_k = \begin{bmatrix} Q_{11} & Q_{12} & 0 \\ Q_{12} & Q_{22} & 0 \\ 0 & 0 & Q_{66} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Donde cada elemento se define en función de las propiedades de fibras unidireccionales:

$$\begin{aligned} Q_{11} &= \alpha_u E_{Lu}, & Q_{22} &= \alpha_u E_{Tu}, \\ Q_{12} &= \alpha_u \nu_{LTu} E_{Lu}, & Q_{66} &= G_{LTu} \end{aligned} \quad (4.21)$$

De donde [43]:

$$\alpha_u = \frac{1}{1 - \frac{E_{Tu}}{E_{Lu}} \nu_{LTu}^2} \quad (4.22)$$

$$E_{Lmat} = E_{Tmat} = \frac{(V_1 - V_4)(V_1 + V_4)}{V_1} \quad (4.23)$$

$$\nu_{LTmat} = \frac{V_4}{V_1} \quad (4.24)$$

$$G_{LTmat} = \frac{E_{Lmat}}{2(1 + \nu_{LTmat})} \quad (4.25)$$

$$V_1 = \frac{1}{8}(3Q_{11} + 3Q_{22} + 2Q_{12} + 4Q_{66}),$$

$$V_4 = \frac{1}{8}(Q_{11} + Q_{22} + 6Q_{12} - 4Q_{66}), \quad (4.26)$$

$$V_5 = \frac{1}{2}(V_1 - V_4)$$

Capítulo 5.

Resultados.

5.1. Diseño aerodinámico.

El diseño aerodinámico del álabe se realizó utilizando la teoría clásica BEM, explicada en la sección 3.4. En la Figura 5.1 se muestra la metodología utilizada para este trabajo, como primer paso se creó un programa en el software Matlab (Anexo A1) en el que se introducen las variables de densidad, velocidad del viento, velocidad específica, la potencia deseada el número de divisiones a lo largo del álabe y las eficiencias mecánica y eléctrica. Los resultados obtenidos fueron comparados con los otorgados por el software TIMEO, el cual fue desarrollado en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo [39], y basa su funcionamiento en la aplicación de algoritmos genéticos para encontrar el diseño óptimo de una turbina. TIMEO también cuenta con la posibilidad de diseñar un álabe siguiendo ciertos parámetros (densidad, eficiencias, velocidad específica, etc.) utilizando una base de datos de alrededor de 20 perfiles aerodinámicos.

En este trabajo se utilizó únicamente la opción de diseño de TIMEO, pues el objetivo es obtener un diseño que no sólo cumpla bajo consideraciones aerodinámicas, como se obtendría al utilizar la opción de optimización del software, sino que también cumpla para criterios mecánicos. Para este trabajo se utilizaron los perfiles 4412, 63012, 63412, SG6040, SG6041, SG6042, SG6043 y FX63-137, pues son perfiles diseñados y utilizados para aplicaciones en turbinas de viento de baja capacidad [48, 49]. Las características de cada perfil, así como sus coordenadas se muestran en los anexos A2 y A3 respectivamente.

Las variables de salida que entrega TIMEO son la longitud de la cuerda, el ángulo de ataque, el ángulo de asiento y el ángulo de diseño de cada sección. Las cuerdas de las secciones cercanas a la raíz son más grandes, pues éstas aportan al arranque de la turbina con velocidades de viento bajas, cuando se requiere una

mayor sustentación; las secciones cercanas a la raíz también tienen un aporte al comportamiento estructural.

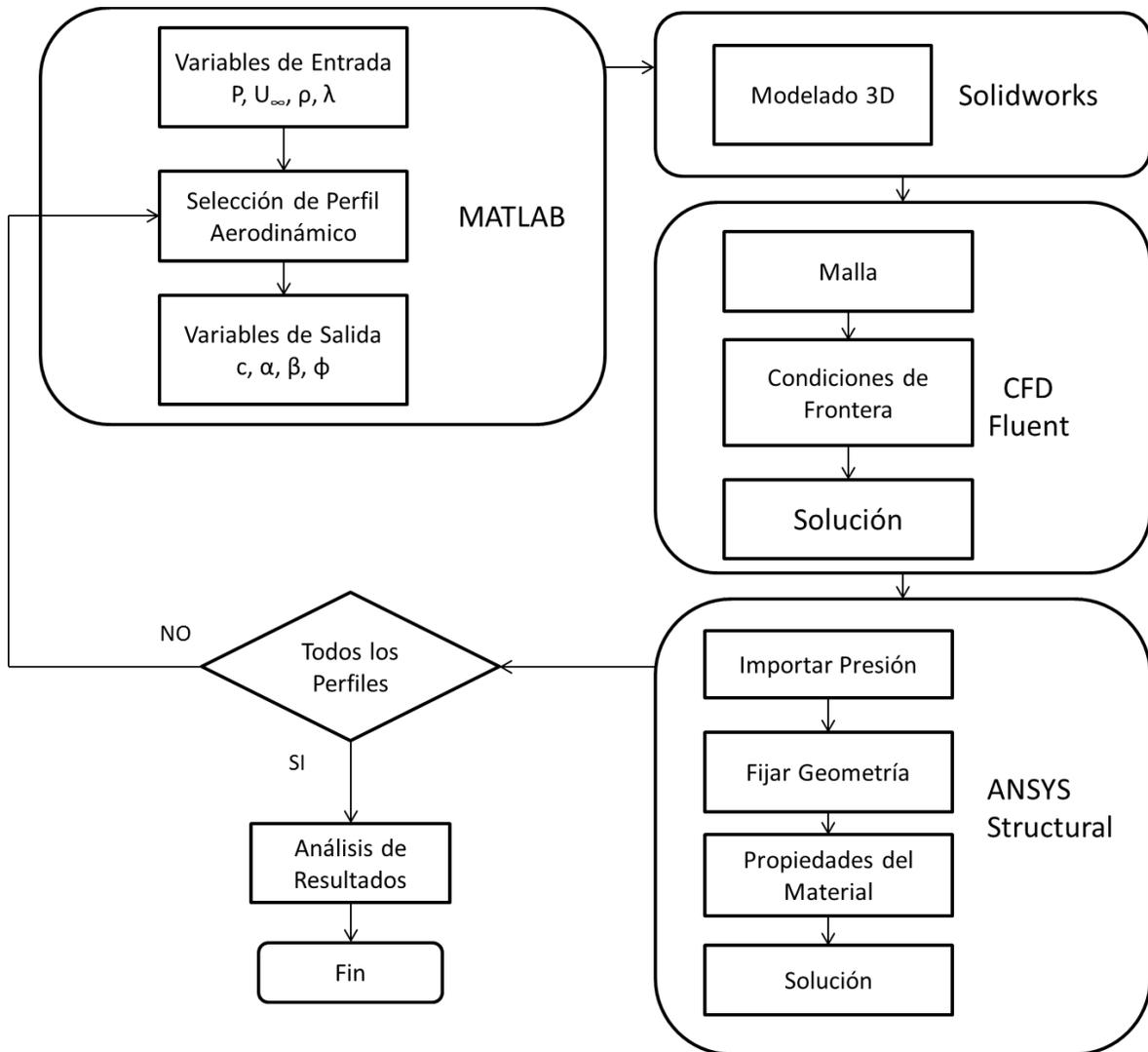


Figura 5.1. Metodología del diseño de un álabe de turbina de viento de baja capacidad.

Una opción que se agregó en Matlab es la oportunidad de obtener las coordenadas de cada sección en archivos con extensión *.txt*. De igual manera el programa calcula las coordenadas del perfil interno del álabe, pues para reducir el peso del mismo, éste se diseñó hueco.

Para el cálculo de los perfiles internos, cada sección del álabe se dividió en dos partes, el extradós y el intradós (Figura 5.2). Posteriormente se calcularon vectores unitarios normales a la curva de cada sección. Estos vectores se

multiplicaron por el valor deseado del espesor de pared del álabe, obteniendo finalmente las coordenadas de los perfiles internos en archivos *.txt*.

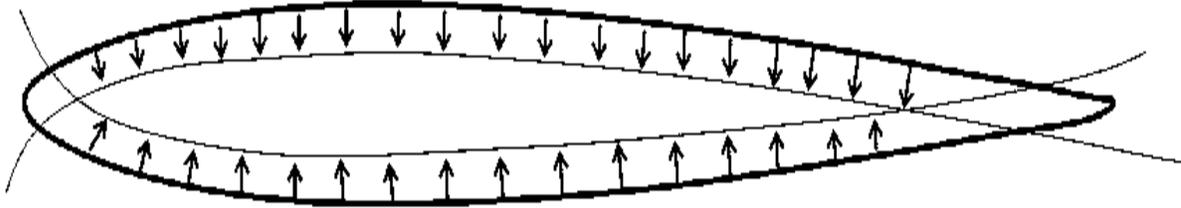


Figura 5.2. Perfiles internos del álabe por medio de vectores normales.

El álabe se diseñó para producir una potencia de 600W a 12m/s de velocidad de viento a temperatura ambiente (22°C) y presión de 1 atm, condiciones encontradas en la región costa de Michoacán. La velocidad específica utilizada fue de 8. La Tabla 5.1 muestra los resultados al aplicar la teoría BEM para el diseño aerodinámico de un álabe con el perfil NACA 63412 y dividiéndolo en 10 secciones; es importante mencionar que la cuerda fue aumentada al doble para mejorar el comportamiento mecánico del álabe.

Tabla 5.1. Parámetros de diseño de cada sección del álabe.

'Radio (mm)'	'r/R'	'Lr'	'CL'	'CD'	'Cuerda (mm)'	'Ángulo de ataque'	'Ángulo de torsión'	'Ángulo de asiento'
71.9779478	0.1	0.8	1.9287	0.0298	137.057066	12	22.2034785	10.2034785
143.955896	0.2	1.6	1.81226667	0.02743333	99.259642	11	18.292776	7.29277596
215.933843	0.3	2.4	1.69583333	0.02506667	76.5610772	10	13.9802906	3.98029058
287.911791	0.4	3.2	1.5794	0.0227	63.5672533	9	11.0672694	2.06726945
359.889739	0.5	4	1.46296667	0.02033333	55.7148429	8	9.09027692	1.09027692
431.867687	0.6	4.8	1.34653333	0.01796667	50.8566484	7	7.68749833	0.68749833
503.845635	0.7	5.6	1.2301	0.0156	47.9553605	6	6.64893394	0.64893394
575.823582	0.8	6.4	1.11366667	0.01323333	46.4988399	5	5.85228818	0.85228818
647.80153	0.9	7.2	0.99723333	0.01086667	46.2615884	4	5.22328799	1.22328799
719.779478	1	8	0.99723333	0.01086667	46.2615884	4	4.71475452	0.71475452

Si se utiliza el diseño aerodinámico otorgado directamente por la teoría BEM, ningún diseño cumpliría el criterio mecánico, pues la teoría genera perfiles delgados que no podrían soportar las cargas del viento. Las Figuras 5.3 y 5.4 muestran la cuerda y el ángulo de diseño contra la relación de radios respectivamente.

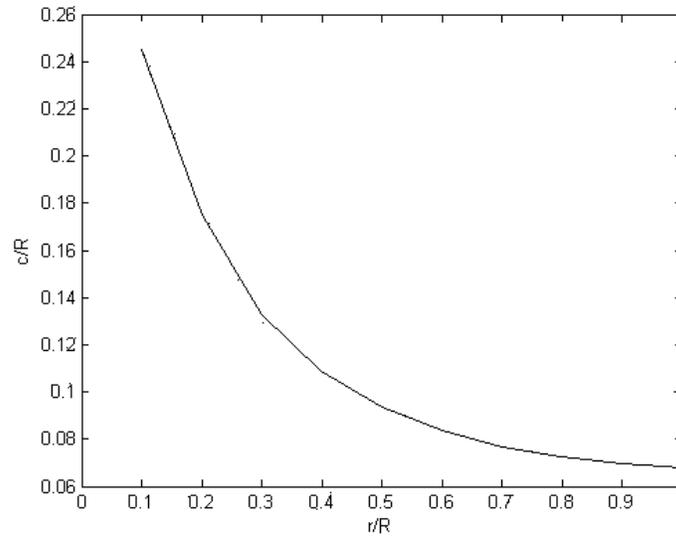


Figura 5.3. Relación de cuerda contra relación de radios.

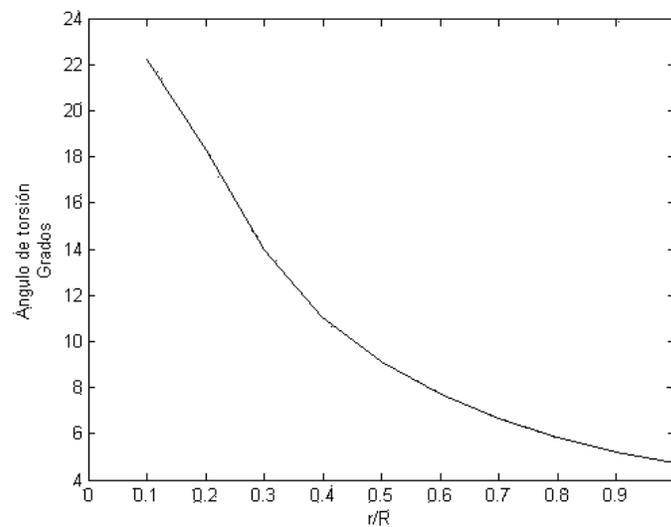


Figura 5.4. Ángulo de diseño contra relación de radios.

4.2. Modelado 3D.

Los archivos con las coordenadas de los perfiles se introdujeron en Solidworks, además de introducirse también los perfiles internos, para obtener un álabe hueco con 2 mm de espesor. Se utilizó la operación de Barrido para obtener la piel del álabe. Posteriormente, utilizando la operación de Corte Barrido se barrieron los perfiles internos.

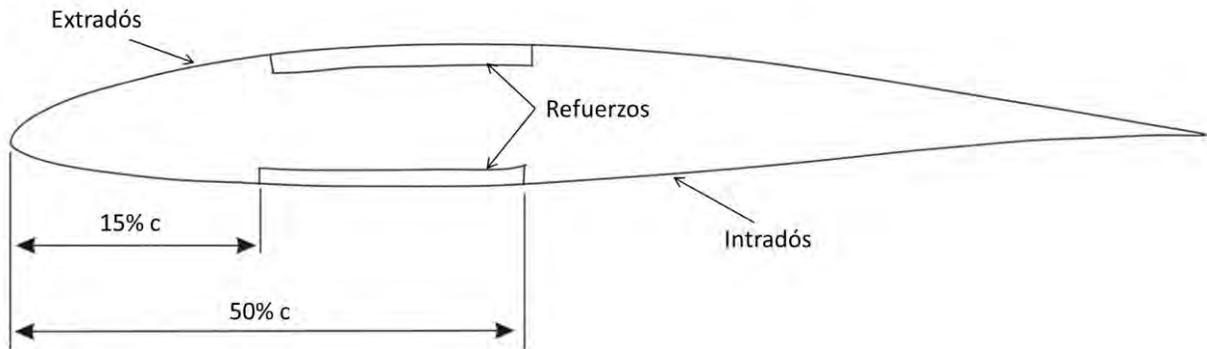


Figura 5.5. Posición de los refuerzos en el perfil.

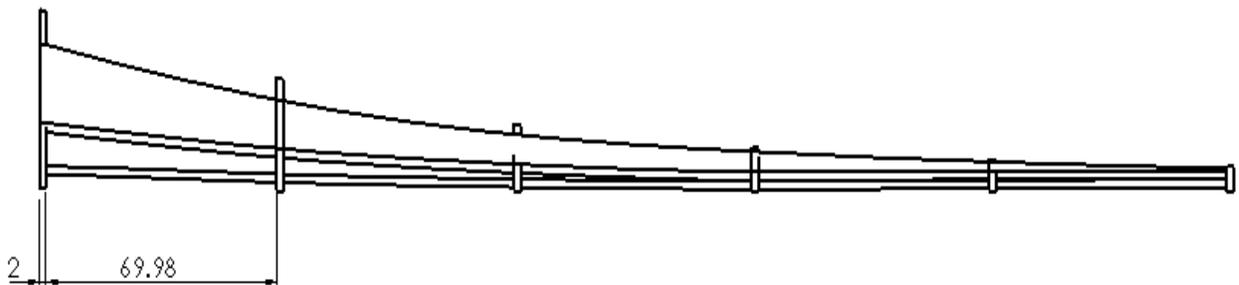


Figura 5.6. Estructura interna del álabe.

Los mismos perfiles internos se barrieron nuevamente hasta una longitud del 60% de la longitud total del álabe. Se usaron cortes extruidos del álabe interno para la creación de 5 costillas de 2 mm de espesor para darle mayor esbeltez al álabe. Refuerzos de 1 mm de espesor de los lados del intradós y del extradós se colocaron a una distancia de 15 hasta 50% de la cuerda desde el borde de ataque (Figura 5.5), debido a que se ha encontrado que es una distancia óptima para

colocar dichos refuerzos [6, 50]; estos refuerzos ayudarán al soporte de cargas de flexión.

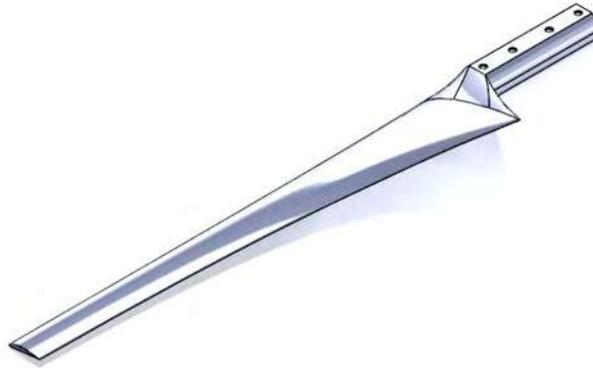


Figura 5.7. Diseño final del álabe para turbina de viento de 600W.

La sujeción de la raíz del álabe se modeló para ser montado en una turbina Southwind modelo Whisper 100, pues se pretende en un trabajo futuro probar los álabes utilizando el generador de dicha turbina. Se diseñó un soporte para la raíz, el cual se coloca en la parte interna de la sujeción, a través del cual pasarán los tornillos de sujeción, con el objetivo de darle mayor estabilidad al álabe al ser montado. En la Figura 5.6 y la Figura 5.7 se muestran la estructura interna y el álabe respectivamente.

4.3. Análisis CFD.

Para obtener la distribución de presiones en la superficie del álabe existen dos métodos [10]:

- Calcular las presiones a partir de modelos 2D utilizando ecuaciones empíricas o utilizando CFD, y colocar las presiones sobre el álabe.
- Simular el modelo 3D mediante CFD.

Para este trabajo se optó por el uso de CFD en 3D debido a que se pueden obtener de manera más precisa las presiones tomando en cuenta las tres dimensiones.

El álabe se colocó dentro de un dominio de $3.5 \times 3.5 \times 0.6$ m, teniendo una relación de bloqueo de 2.7%, es decir, el área del álabe que golpea el viento corresponde al 2.7% del área de entrada de aire. Éste valor se encuentra por debajo de los valores máximos recomendados (3%) para no tener problemas por la cercanía de las paredes del dominio [51–54]. El modelo se malló utilizando elementos tetraédricos debido a la complejidad de la geometría, teniendo una malla de 2416256 de elementos.

4.3.1. Condiciones de frontera.

Se utilizó una Función Definida por el Usuario (UDF por sus siglas en inglés) para la velocidad de entrada (anexo A4), de manera que esta variara a lo largo del álabe en la dirección tangencial de la turbina, pues al rotar cada sección se golpea al viento en la dirección y magnitud de la velocidad relativa. La velocidad radial se mantuvo constante de 12 m/s. Las paredes del dominio y la superficie del álabe se modelaron como superficies sin deslizamiento. La presión ambiental se utilizó como presión de salida. En la Figura 5.8 se observa el dominio y las condiciones de frontera usadas en el análisis CFD.

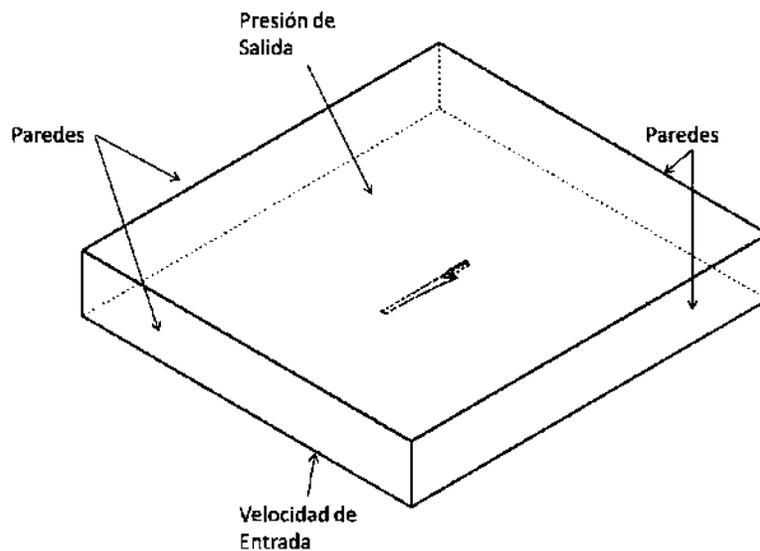


Figura 5.8. Volumen de control para CFD.

Para resolver las ecuaciones de Navier-Stokes se utilizó el modelo de turbulencia $k-\epsilon$ realizable, pues como se comentó en la sección 3.5 se ha

demostrado que da buenos resultados para flujos subsónicos a altos números de Reynolds [40]. En el modelo se presenta un máximo número de Reynolds de 2×10^6 en la punta del álabe. Las simulaciones se realizaron usando el programa ANSYS Fluent.

4.3.2. Resultados.

En las Figuras 5.9 y 5.10 se observa la distribución de presiones en la punta y la raíz respectivamente. Se indican presiones relativas, es decir presiones en relación a una presión específica, en éste caso el valor de 1 corresponde a la presión de 1 atm (101.325 kPa). Puede verse que las presiones son menores en el extradós tal como se esperaba, además se observa que la diferencia de presiones en el perfil de la punta es mayor que en la raíz.

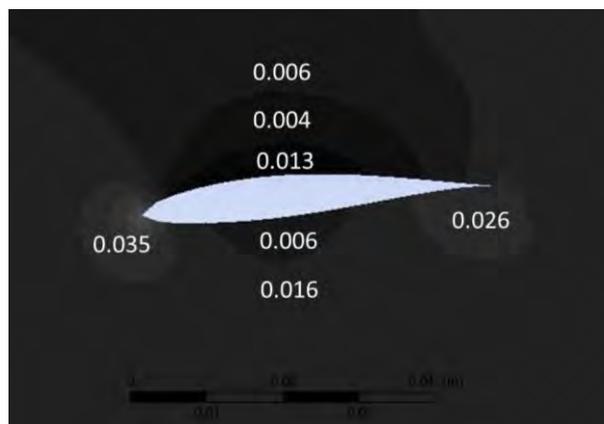


Figura 5.9. Distribución de presiones relativas en la punta del álabe.

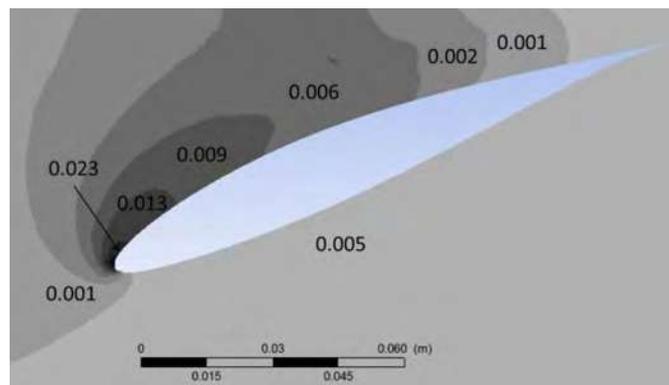


Figura 5.10. Distribución de presiones relativas en la raíz del álabe.

En las Figuras 5.11 y 5.12 se pueden ver las velocidades en los perfiles en la punta y la raíz respectivamente. Al igual que en las presiones, se utilizan valores relativos unidimensionales, en este caso se toma la velocidad del viento de 12 m/s igual a 1. Las velocidades son mayores en el extradós debido a la transformación de energía de presión en energía cinética.

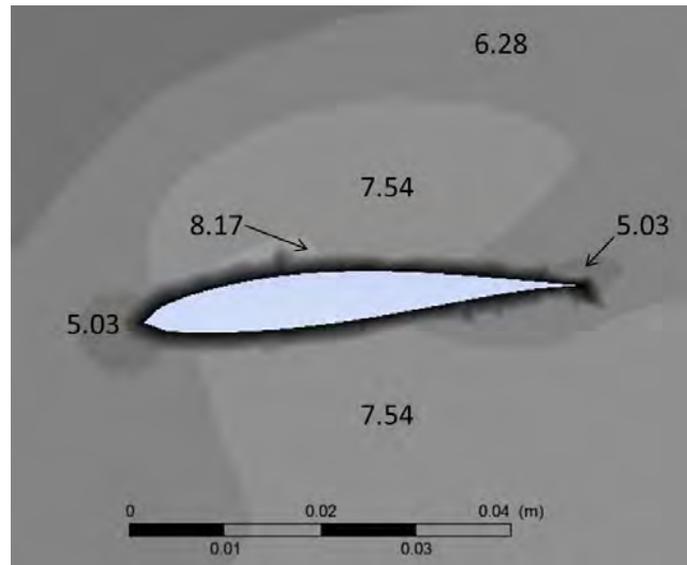


Figura 5.11. Distribución de velocidades relativas en la punta del álabe.

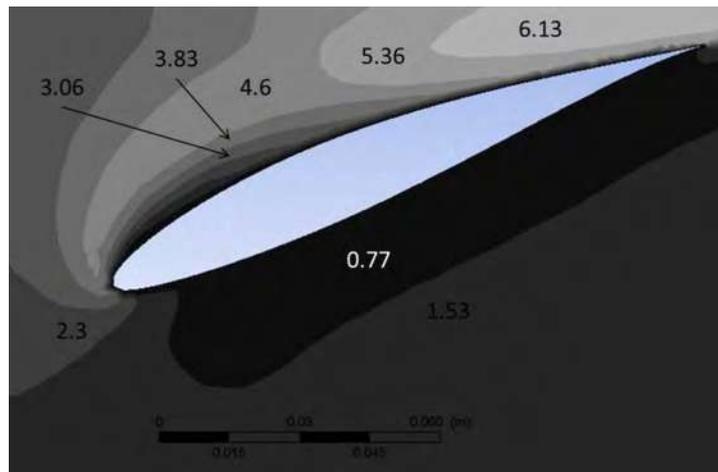


Figura 5.12. Distribución de velocidades relativas en la raíz del álabe.

4.4. Análisis estructural.

4.4.1. Propiedades del material.

El material seleccionado para el álabe fue un compuesto de fibra de vidrio, con tela Mat 450 g/m² y resina poliéster, el cual es un material de baja densidad y alta resistencia mecánica; además de ser un material con el que se pueden fabricar piezas de manera sencilla y que puede encontrarse fácilmente en el mercado.

Se realizaron pruebas mecánicas a probetas de fibra de vidrio, fabricadas usando el proceso de modelado a mano (técnica utilizada en la manufactura del álabe). Las pruebas se realizaron de acuerdo a las normas ASTM D638 [55] y D790 [56](Figura 5.13). La Figura 5.14 muestra los resultados obtenidos, el material presenta una ruptura frágil con un esfuerzo último medio de 16.3MPa con una desviación estándar de 2.4MPa.

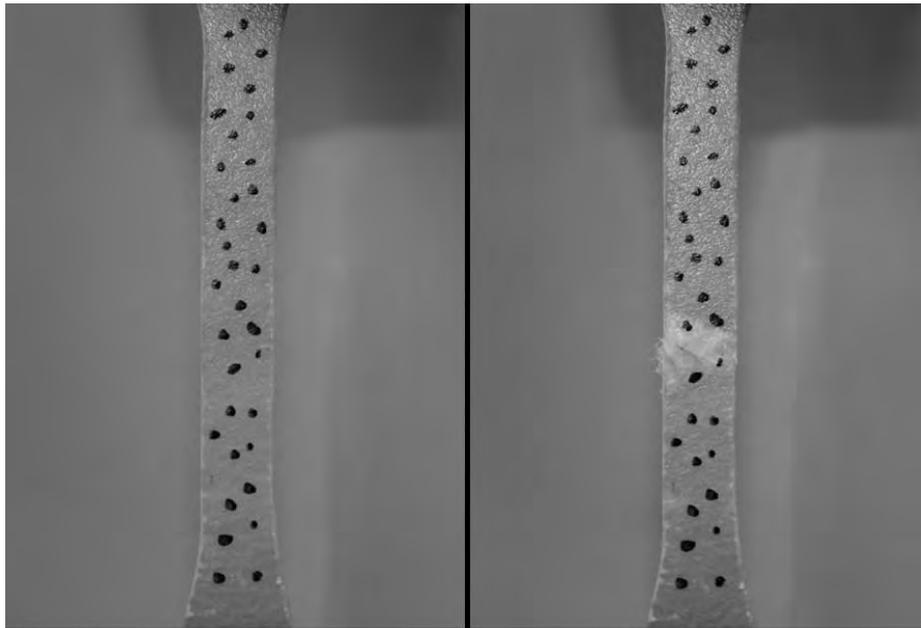


Figura 5.13. Prueba de tensión del material compuesto.

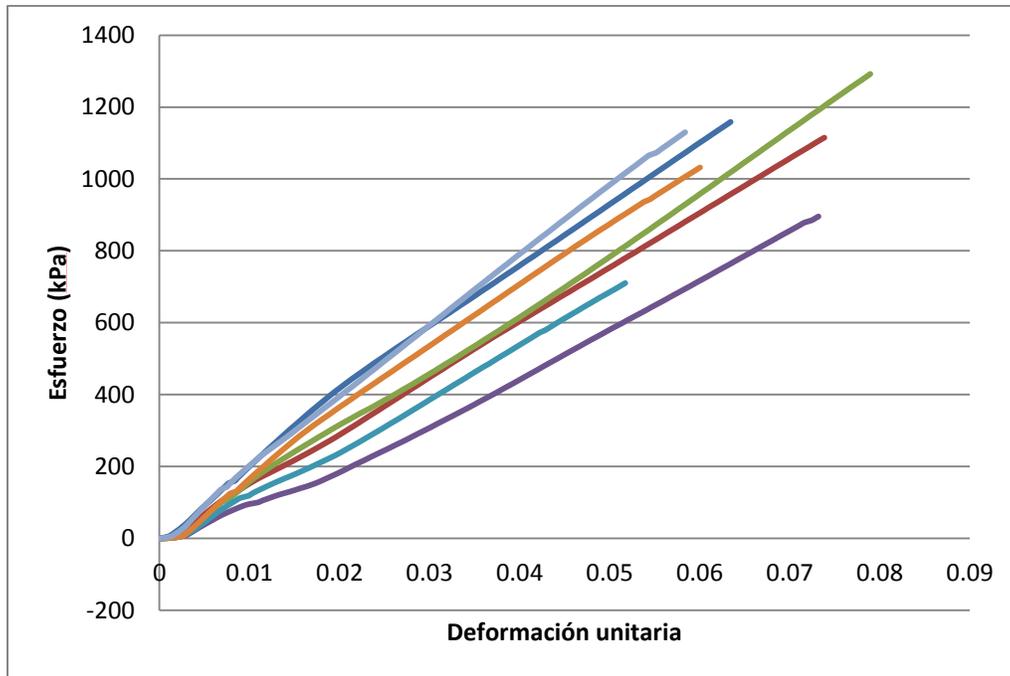


Figura 5.14. Gráfica Esfuerzo-Deformación del material compuesto.

La gran dispersión de los datos obtenidos por las pruebas mecánicas se debe a la gran cantidad de variables que influyen en las propiedades de un material compuesto, como lo son el tipo de matriz, el tipo de refuerzo, la orientación de las fibras, la fracción volumétrica de las fibras, el método de moldeo, etc. En especial éste último influye de manera significativa en los resultados obtenidos, pues utilizando el método de moldeo a mano no se tiene un control preciso sobre la fracción volumétrica de fibras en el compuesto.

Sin embargo para poder utilizar un método de moldeo diferente se requieren de tecnologías más especializadas (fibras preimpregnadas curadas con la ayuda de una autoclave), lo cual aumentaría el costo de la manufactura. Debido a que la intención de la presente tesis es diseñar y manufacturar un álabe de turbina de viento con las tecnologías disponibles en la región, se prefirió utilizar las ecuaciones de homogeneización de la sección 4.6.1 para obtener las propiedades del material.

En la Tabla 5.2 se muestran las propiedades mecánicas de la resina poliéster y de fibra de vidrio unidireccional, así como del compuesto con tela Mat,

utilizando las ecuaciones de homogeneización. De acuerdo con [25] con un proceso de moldeo a mano correctamente hecho, usualmente se alcanzan fracciones volumétricas de 25% de fibras.

Tabla 5.2. Propiedades de los materiales usados en el diseño del álabe [43, 57].

Material	Propiedades			Densidad ρ (kg/m ³)
	Módulo de elasticidad E (GPa)	Coefficiente de Poisson ν	Esfuerzo último ζ_{ult} (MPa)	
Resina poliéster	1	0.3	63	1200
Fibra de vidrio (unidireccional)	73	0.22	3400	2500
Compuesto	19	0.27	320	1550

4.4.2. Simulación estructural.

La simulación por elemento finito se realizó con el programa ANSYS Structural, usando el criterio de von Mises como criterio de falla. Condiciones de no desplazamiento se indicaron en los barrenos de la raíz. Contactos sin deslizamiento se utilizaron entre el álabe y el soporte de la raíz. La presión aplicada sobre la superficie del álabe se importó desde el análisis CFD. El álabe se malló usando tetraedros, obteniendo 509706 elementos.

Los resultados de la simulación estructural muestran que el álabe se somete a esfuerzos por debajo del esfuerzo último del material. Las Figuras 5.15 y 5.16 muestran las deformaciones y los esfuerzos en el álabe respectivamente.

Los esfuerzos máximos se encuentran en la raíz, en la zona de cambio de geometría de perfil aerodinámico a la geometría dada para la sujeción del álabe, este hecho concuerda con lo reportado por [7].

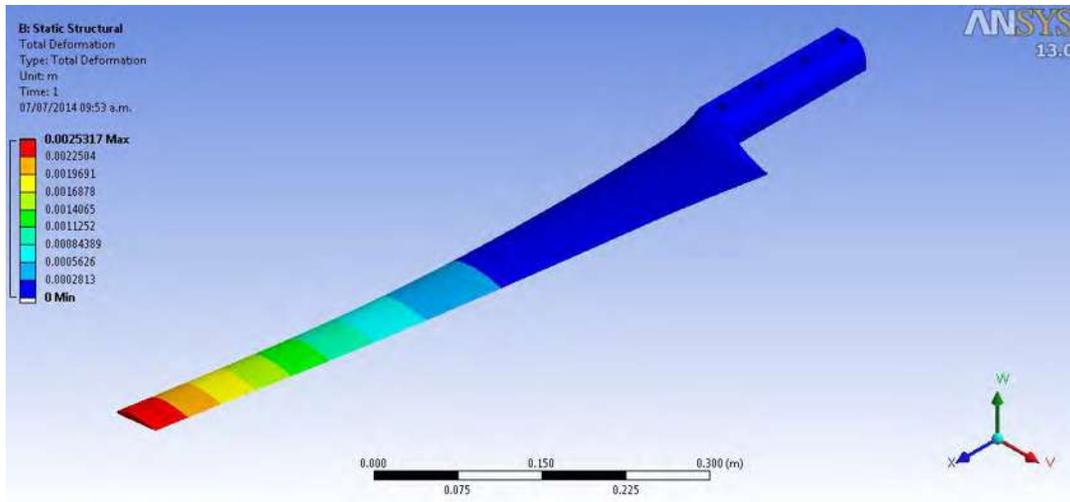


Figura 5.15. Deformaciones del álabe de turbina de viento de 600W.

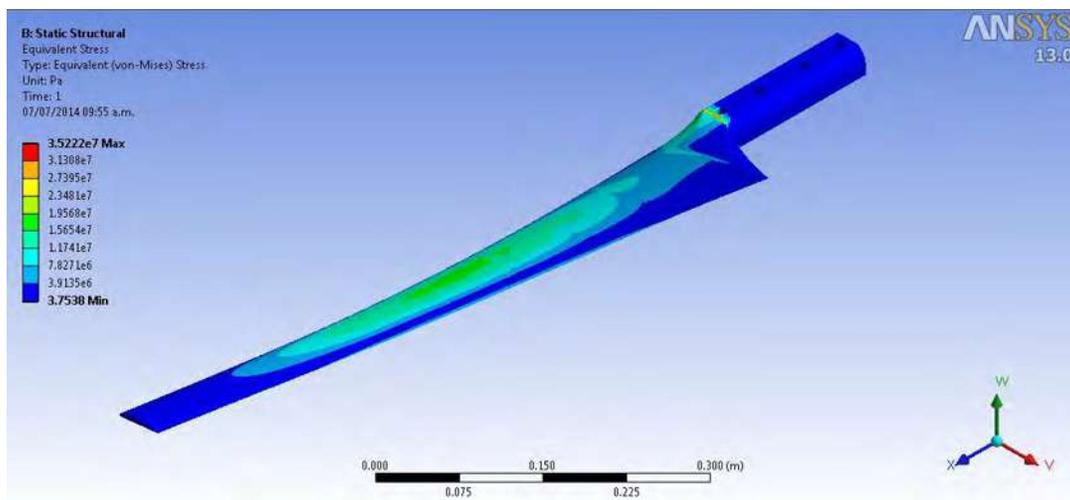


Figura 5.16. Esfuerzos de von Mises en el álabe de turbina de viento de 600W.

4.5. Selección del álabe.

Se diseñaron 8 diferentes álabes utilizando los perfiles anteriormente indicados, cada uno de ellos con diferente relación sustentación arrastre (C_L/C_D). El cambio del perfil para el diseño aerodinámico trae consigo que el peso del álabe también varíe entre cada álabe, así como su comportamiento mecánico. Los valores de C_L/C_D , peso y porcentaje de daño se muestran en la Tabla 5.3. El

porcentaje de daño hace referencia al esfuerzo máximo presentado en el álabe, donde el 100% corresponde al esfuerzo último del material.

Tabla 5.3. Características de cada álabe diseñado.

Perfil Aerodinámico	C_L/C_D	Peso (gramos)	Porcentaje de Daño (%)
4412	62.5	473.6	26.43
63012	34.25	378.3	11.79
63412	64.72	360.7	26.62
SG6040	108.69	542.9	10.56
SG6041	108.69	530.5	8.76
SG6042	108.69	529.5	5.57
SG6043	108.69	507.1	14.24
FX63-137	17.26	319.8	9.07

Como se observa en la Tabla 5.3 todos los álabes diseñados resisten la carga del viento de manera segura, incluso puede considerarse muy conservador el diseño. Con el objetivo de seleccionar la mejor opción de diseño, se graficaron los resultados de C_L/C_D y Peso de cada álabe.

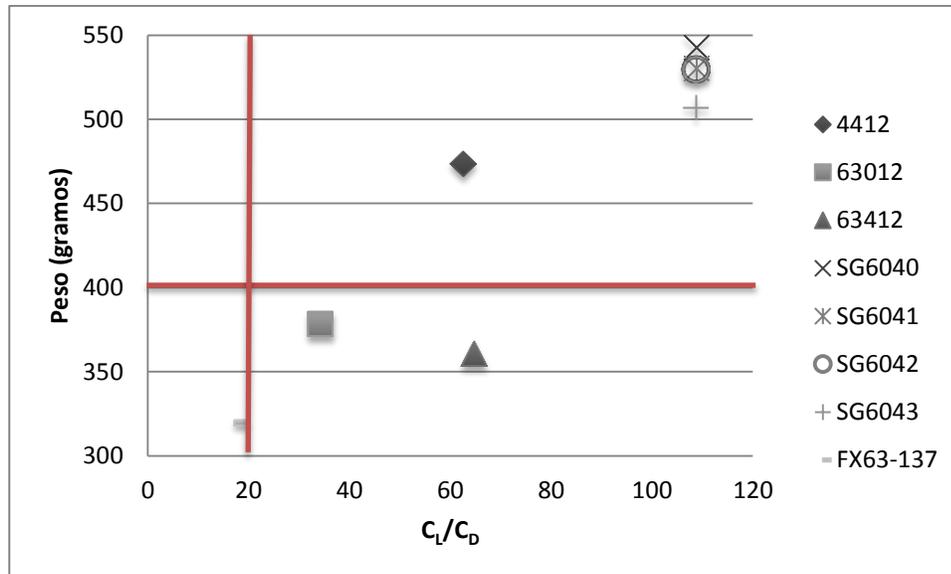


Figura 5.17. Peso- C_L/C_D de los álabes diseñados.

El objetivo es seleccionar el diseño que otorgue la mayor relación C_L/C_D y el menor peso posible. Se utilizaron como límites un peso máximo de 400 g y un C_L/C_D mínimo de 20 (Límites mostrados en rojo en la Figura 5.17). El límite de 400 g para el peso se eligió, pues anteriormente se había fabricado un prototipo de álabes con piel de fibra de vidrio y núcleo de poliuretano, el cual tenía un peso de alrededor de 500 g, por lo que se busca que el nuevo diseño reduzca el peso del anterior significativamente.

Sólo dos álabes (NACA 63012 and 63412) se encuentran dentro de la región deseada. El álabes con el perfil NACA 63412 se seleccionó debido a que cuenta con el mínimo peso y el máximo C_L/C_D .

4.6. Manufactura del álabes.

Debido a la complejidad de la geometría que muestra el álabes es necesario manufacturar el prototipo con la ayuda de un equipo de control numérico (CNC). Posteriormente se utilizó el prototipo para fabricar moldes que ayudaron en la manufactura con la fibra de vidrio.

4.6.1. Prototipo por CNC.

El álabe de turbina de viento diseñado se fabricó en MDF utilizando el equipo Dynamite del laboratorio de manufactura y automatización de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

La complejidad de la pieza hace necesario que el equipo cuente con al menos cuatro grados de libertad, sin embargo la UMSNH únicamente tiene equipo de tres grados de libertad. Para superar este hecho se utilizó la técnica de la cama falsa, utilizada anteriormente por Gómez [58] para fabricar álabes de turbina de viento.

La técnica de la cama falsa consiste en fabricar primeramente el extradós del álabe (positivo) y retirar el bloque de la máquina. Posteriormente se coloca otro bloque en el cual se maquina de nuevo el extradós, pero en esta ocasión la cavidad (negativo). Sin retirar el bloque, sobre él se ensambla el positivo anteriormente fabricado. Finalmente se fabrica el intradós de manera que el negativo o cama falsa sirva de soporte.

Los modelos de la cama falsa y los positivos (extradós e intradós) se dibujaron en Solidworks, para ser exportados a Mastercam, donde se generó el código G para manufacturar. Se utilizó una herramienta tipo Bull de 5/8" de diámetro a 1000 revoluciones por minuto. Para cada bloque se realizaron dos secuencias de desbaste, el primero rugoso y el segundo fino, con una separación de 1.5 mm entre movimientos horizontales en zigzag.

4.6.2. Fabricación con fibra de vidrio.

El proceso de generación de los moldes inicia al colocar el álabe en la cama falsa utilizada durante la manufactura en CNC. Posteriormente se procede a limpiar la superficie del álabe y la cama falsa, para después encerar y pulir, repitiendo el proceso dos veces.

A continuación se aplica una capa de película separadora, que servirá para poder separar con mayor facilidad el prototipo del molde fabricado. Ya que la película separadora ha secado se aplica una capa de “gel-coat”, que es resina poliéster mezclada con colorante. Ésta capa sirve para proteger el producto final del medio ambiente (agua y rayos solares), así como de darle una mejor estética.

Al secar el “gel-coat” se colocan láminas de fibra de vidrio, aplicando la resina preparada (resina poliéster con monómero de estireno y un catalizador) a cada lámina que se coloca. Para la fabricación de los moldes se colocaron 4 capas de fibra de vidrio, pues es necesario que éste tenga rigidez y no se deforme fácilmente. Después de que la resina ha secado es posible desmoldar el prototipo, para repetir la operación del otro lado del álabe y obtener los dos moldes necesarios para producirlo.

El proceso de manufactura del álabe con es básicamente el mismo que se realizó en los álabes, con la diferencia de que la cantidad de capas de fibra de vidrio aplicadas fue menor. Se utilizaron dos capas de fibra de vidrio Mat 450 g/m² a cada lado del álabe, e inmediatamente después de aplicar la resina se procedió a unir los dos moldes por medio de tornillos.

Después de que la resina secó dentro del molde, se aplicó espuma de poliuretano para rellenar el espacio entre las superficies interior y exterior del álabe y así otorgarle una mayor rigidez.

Capítulo 6.

Conclusiones.

Se diseñó un álabe de turbina de viento usando materiales compuestos para obtener una pieza de bajo peso y alta resistencia. Cada álabe se probó mediante análisis de elemento finito y se comprobó que soportara las cargas de viento para producir 600W hasta velocidades de viento máximas de 12 m/s.

Se utilizó la teoría BEM clásica para diseñar aerodinámicamente el álabe, sin embargo los resultados obtenidos para velocidades específicas muy altas ($\lambda \geq 9$) no cumplen los criterios estructurales.

El álabe seleccionado es el diseñado con el perfil NACA 63412, pues dicho perfil presenta una alta relación sustentación-arrastre, así como un bajo peso para el álabe. Cada perfil presenta un porcentaje de daño diferente, lo cual indica que el cambio de perfil aerodinámico tiene un efecto directo en el comportamiento mecánico del álabe, sin embargo todos los álabes diseñados presentan un porcentaje de daño dentro de una región segura. Por lo anterior el diseño aerodinámico de los álabes de turbinas de viento no puede separarse del diseño mecánico.

Los resultados obtenidos únicamente son válidos para los perfiles seleccionados en condiciones de flujo estable. El único material tomado en cuenta en el estudio fue la fibra de vidrio en presentación de tela Mat con resina poliéster.

Son muchas las variables que influyen en las propiedades mecánicas de un material compuesto (tipo de fibra, tipo de resina, orientación de las fibras, fracción volumétrica, número de láminas), las cuales no pueden ser controladas de manera precisa por medio del moldeo a mano, por lo cual en este estudio se optó por calcular las propiedades del material de manera analítica.

El uso de tecnologías avanzadas de manufactura como lo es el CNC es muy importante para la fabricación de álabes de turbina de viento. La geometría

que deben de tener para extraer la mayor cantidad posible de energía del viento hace que se requiera de un control numérico para generar dichas geometrías.

Tanto para la manufactura del prototipo por medio de CNC como la fabricación con fibra de vidrio, se utilizaron métodos al alcance de las tecnologías que existen a nuestra disposición. Como se mencionó anteriormente el moldeo a mano de fibra de vidrio es un método prácticamente artesanal que no permite el control preciso de las propiedades finales del material.

Sin embargo el uso de metodologías de moldeo más precisas aumentaría el costo y dificultaría la manufactura de los álabes. Aún se requiere que la región (Michoacán) tenga un mayor avance económico y tecnológico para poder utilizar métodos de moldeo más avanzados, y que no representen un aumento significativo en los costos de manufactura.

Finalmente, se recomienda no dejar de lado el aspecto estructural y de manufactura del aerodinámico al diseñar turbinas de viento. En caso de que un álabe no cumpla bajo criterios estructurales, es posible cambiar parámetros aerodinámicos como lo son: Disminuir la velocidad específica o cambiar el perfil aerodinámico; o tomar en cuenta cuestiones estructurales: Colocar refuerzos, incrementar espesores, etc, sin olvidar que un cambio aerodinámico tendrá un efecto estructural y viceversa.

Trabajo futuro.

En el presente trabajo se presenta una propuesta de diseño para un álabe de turbina de viento de 600W para cumplir bajo criterios tanto aerodinámicos como estructurales. Sin embargo aún es necesario realizar pruebas experimentales al modelo propuesto.

Es preciso obtener la curva de potencia de la turbina y realizar pruebas en campo para poder hacer una comparación de los beneficios en operación al utilizar el diseño propuesto.

El diseño aún puede mejorarse utilizando metodologías de optimización para encontrar configuraciones que mejoren el comportamiento aerodinámico y mecánico. Se recomienda tomar en cuenta diversos tipos de materiales, otras propuestas de estructuras internas, así como analizar la fatiga para poder determinar la vida útil del diseño.

Bibliografía.

- [1] “Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview,” 2013. [Online]. Available: [www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable Power Generation Costs in 2012.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable_Power_Generation_Costs_in_2012.pdf).
- [2] L. Mishnaevsky, P. Freere, R. Sinha, P. Acharya, R. Shrestha, and P. Manandhar, “Small wind turbines with timber blades for developing countries: Materials choice, development, installation and experiences,” *Renew. Energy*, vol. 36, pp. 2128–2138, 2011.
- [3] C. Mayer, M. E. Bechly, M. Hampsey, and D. H. Wood, “The starting behaviour of a small horizontal-axis wind turbine,” *Renew. Energy*, vol. 22, pp. 411–417, 2000.
- [4] “Half-Year Report 2012,” *The World Energy Association*, 2012. [Online]. Available: www.wwindea.org/webimages/Half-year_report_2012.pdf.
- [5] P. D. Clausen and D. H. Wood, “Research and development issues for small wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 16, pp. 922–927, 1999.
- [6] J.-S. Chou, C.-K. Chiu, I.-K. Huang, and K.-N. Chi, “Failure analysis of wind turbine blade under critical wind loads,” *Engineering Failure Analysis*, vol. 27, pp. 99–118, 2013.
- [7] C. P. Chen and T. Y. Kam, “Failure analysis of small composite sandwich turbine blade subjected to extreme wind load,” in *Procedia Engineering*, 2011, vol. 14, pp. 1973–1981.
- [8] C. Astle, I. Burge, M. Chen, T. Herrler, L. Kwan, N. Zibin, and D. Wood, “Timber for small wind turbine blades,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 17, pp. 671–676, 2013.
- [9] C. M. Aceves, A. A. Skordos, and M. P. F. Sutcliffe, “Design selection methodology for composite structures,” *Mater. Des.*, vol. 29, pp. 418–426, 2008.
- [10] C. Monroy Aceves, M. P. F. Sutcliffe, M. F. Ashby, A. A. Skordos, and C. Rodríguez Román, “Design methodology for composite structures: A small low air-speed wind turbine blade case study,” *Mater. Des.*, vol. 36, pp. 296–305, 2012.
- [11] J. M. Escudero López, *Manual de Energía Eólica*. Barcelona, España: Ediciones Mundi-Prensa, 2008.

- [12] D. Le Gourières, *Energía Eólica. Teoría, Concepción y Cálculo Práctico de Instalaciones*. Masson S.A., 1983.
- [13] A. Agüera-Pérez, J. C. Palomares-Salas, J. J. González de la Rosa, J. G. Ramiro-Leo, and A. Moreno-Muñoz, "Basic meteorological stations as wind data source: A mesoscalar test," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 107–108, pp. 48–56, 2012.
- [14] L. Kristensen, "Cups, Props and Vanes," Roskilde, Dinamarca, 1994.
- [15] P. Fernández Diez, *Energía Eólica*, 1° ed. Universidad de Cantabria, Escuela Superior de Ingeniería, 1993.
- [16] J. F. Manwell, *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*. John Wiley and Sons, 2002.
- [17] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley and Sons, 2001.
- [18] R. Saldaña Flores, V. M. García Saldivar, U. Miranda Miranda, S. Durón Torres, and M. F. Morales Reyes, "Caracterización preliminar del potencial energético del viento en el cerro La Virgen, Zacatecas," *Boletín IIE*, vol. 37, no. 3, pp. 122–128, 2013.
- [19] C. J. Baker, "Wind engineering-Past, present and future," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 95, pp. 843–870, 2007.
- [20] G. Samulat, "El Futuro de la Energía Eólica," *Investig. Cienc.*, vol. 429, pp. 26–30, 2012.
- [21] "No Title," 2012. [Online]. Available: <http://www.enercon.de>.
- [22] M. O. L. Hansen, J. N. Sørensen, S. Voutsinas, N. Sørensen, and H. A. Madsen, "State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity," *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 42, pp. 285–330, 2006.
- [23] "No Title," 2012. [Online]. Available: <http://www.quietrevolution.com>.
- [24] Z. Simic, J. G. Havelka, and M. Bozicevic Vrhovcak, "Small wind turbines - A unique segment of the wind power market," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 1027–1036, 2013.
- [25] R. González Galarza, J. M. Franco Nava, F. A. Carvajal Martínez, H. R. Jiménez Grajales, J. L. Silva Farías, R. Garduño Ramírez, and I. Torres Contreras, "Desarrollo de la Máquina Eólica Mexicana en el IIE: Proyecto MEM," *Boletín IIE*, vol. 37, no. 2, pp. 58–66, 2013.

- [26] “Renewables 2013: Global Status Report,” 2014.
- [27] “No Title.” [Online]. Available: <http://www.amdee.org/>. [Accessed: 06-Jul-2014].
- [28] S. Gsänger, “2013 Small Wind World Report,” Bonn, Germany, 2014.
- [29] M. A. R. Borja Díaz, “Energía Eólica,” *Boletín IIE*, vol. 37, no. 2, pp. 54–57, 2013.
- [30] M. A. Borja, “Wind Energy : an opportunity for diversifying electricity generation in Mexico,” no. 113.
- [31] “Anuario 2009-2010,” *Wind Energy Association Latin America*, 2011. [Online]. Available: <http://www.lawea.org/documentos/Anuario2009-2010.pdf>.
- [32] J. M. Huacuz Villamar, “Esbozo de las Energías Renovables en México y en el IIE,” *Boletín IIE*, vol. 37, no. 2, pp. 47–53, 2013.
- [33] “Informe anual 2011,” *CFE*, 2011. [Online]. Available: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Paginas/Publicaciones.aspx.
- [34] J. M. Huacuz Villamar, “El Inventario de las Energías Renovables en el Marco de la Transición Energética de México,” *Boletín IIE*, vol. 37, no. 3, pp. 92–100, 2013.
- [35] F. D. Bianchi, H. De Battista, and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems. Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer, 2007.
- [36] P. J. Schubel and R. J. Crossley, “Wind Turbine Blade Design,” *Energies*, vol. 5, pp. 3425–3449, 2012.
- [37] D. R. Flores Galindo, “Diseño de Perfiles Aerodinámicos,” Instituto Politécnico Nacional. Unidad Ticomán, 2006.
- [38] J. D. Anderson, “Fundamentals Of Aerodynamics.” Mc Graw-Hill, 1984.
- [39] R. Álvarez Cervera, R. Lesso Arroyo, and V. López Garza, “Análisis de perfiles aerodinámicos de un alabe de turbina de viento a través de la interfase TIMEO-ANSYS,” in *V Congreso Internacional de Innovación y Diseño Basado en Simulación*, 2006, vol. 01, no. 461, pp. 2–4.
- [40] N. J. Mulvany, L. Chen, J. Y. Tu, and B. Anderson, “Steady-State Evaluation of ' Two-Equation ' RANS (Reynolds-averaged Navier-Stokes) Turbulence Models for High-Reynolds Number Hydrodynamic Flow Simulations.”

- [41] D. R. Askeland, *Ciencia e Ingeniería de los Materiales*, 3rd ed. México: International Thompson, 1998.
- [42] P. L. Mangonon, *Ciencia de Materiales, Selección y Diseño*, 4th ed. Madrid: Prentice Hall, 1998.
- [43] J.-M. Berthelot, *Composite Materials: Mechanical Behavior and Structural Analysis*. New York: Springer, 1999.
- [44] W. F. Smith and J. Hashemi, *Fundamentos de la Ciencia e Ingeniería de Materiales*, 4th ed. México: Mc Graw-Hill, 2004.
- [45] C. T. Sun, *Mechanics of aircraft structures*, Second. John Wiley and Sons, 2006.
- [46] J. Chen, Q. Wang, W. Z. Shen, X. Pang, S. Li, and X. Guo, "Structural optimization study of composite wind turbine blade," *Mater. Des.*, vol. 46, pp. 247–255, 2013.
- [47] "No Title." [Online]. Available: <http://aerospaceengineeringblog.com/aircraft-structures/>. [Accessed: 23-Sep-2013].
- [48] P. Giguere and M. S. Selig, "New Airfoils for Small Horizontal Axis Wind Turbines," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 120. p. 108, 1998.
- [49] M. S. Selig and B. D. McGranahan, "Wind Tunnel Aerodynamic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 126. p. 986, 2004.
- [50] K. Cox and A. Echtermeyer, "Structural design and analysis of a 10MW wind turbine blade," in *Energy Procedia*, 2012, vol. 24, pp. 194–201.
- [51] T. Defraeye, B. Blocken, E. Koninckx, P. Hespel, and J. Carmeliet, "Aerodynamic study of different cyclist positions: CFD analysis and full-scale wind-tunnel tests," *J. Biomech.*, vol. 43, pp. 1262–1268, 2010.
- [52] R. Ramponi and B. Blocken, "CFD simulation of cross-ventilation for a generic isolated building: Impact of computational parameters," *Build. Environ.*, vol. 53, pp. 34–48, 2012.
- [53] B. Blocken and C. Gualtieri, "Ten iterative steps for model development and evaluation applied to Computational Fluid Dynamics for Environmental Fluid Mechanics," *Environ. Model. Softw.*, vol. 33, pp. 1–22, 2012.
- [54] B. Blocken, "50 years of Computational Wind Engineering: Past, present and future," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 129, pp. 69–102, 2014.

- [55] “Standard Test Method for Tensile Properties of Plastics 1,” *ASTM Stand.*, no. June 2010, 2013.
- [56] “Standard Test Methods for Flexural Properties of Unreinforced and Reinforced Plastics and Electrical Insulating Materials 1,” *ASTM Stand.*, 2013.
- [57] M. Davallo, H. Pasdar, and M. Mohseni, “Mechanical Properties of Unsaturated Polyester Resin,” in *International Journal of ChemTech Research*, 2010, vol. 2, no. 4, pp. 2113–2117.
- [58] E. Y. Gómez Urieta, “Diseño y Manufactura del Hub y Álabes de una Turbina de Viento,” Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2012.

Glosario.

BEM	Momento de Elemento Pala.
CFD	Dinámica de Fluidos Computacional.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CNC	Control Numérico Computacional.
FEM	Método de Elemento Finito.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición.
NACA	Comité Nacional de Consejo en Aeronáutica.
NASA	Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio.
OPF	Obra Pública Financiada.
PIE	Productor Independiente de Energía.
RANS	Ecuaciones de Navier-Stokes para Reynolds Promedio.
UDF	Función Definida por el Usuario.
UMSNH	Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

Anexos.

A1. Programa en Matlab para el Diseño Aerodinámico del Ábabe.

```
clearall
closeall
%script que diseña aerodinámicamente un ábabe de turbina de viento
%Propiedades del aire y características de la turbina a diseñar
Densidad=1.18; %kg/m3
Velocidad=12; %m/s
Potencia=600; %W
nmec=0.8;%Eficiencia mecánica
nelec=0.9;%Eficiencia eléctrica
A=Potencia/(0.5*nmec*nelec*(16/27)*Densidad*Velocidad^3); %%m2
L=8;%Velocidad específica
N=3;%Número de ábabe
a=1/3;%Factor de inducción axial
R=1000*sqrt(A/pi); %%mm

%En adelante las unidades de longitud serán mm
D=10;%Número de divisiones
Datos;%Script con los datos de los perfiles (CL,CD,Alfa,Coordenadas)
ALFA=[ALFAMAX4412:-(ALFAMAX4412-ALFAMIN4412)/(D-1):ALFAMIN4412];
CL=[CLMAX4412:-(CLMAX4412-CLMIN4412)/(D-1):CLMIN4412];
CD=[CDMAX4412:-(CDMAX4412-CDMIN4412)/(D-1):CDMIN4412];
r=[R/D:R/D:R];
Lr=[L/D:L/D:L];
m=1/R*r;
t=2; %Espesor de la piel del ábabe

NACA=NACA4412;

% Teoría BEM

for i=1:length(m)
    ap(i)=(a*(1-a))/(L^2*m(i)^2);
    c(i)=2*(16*pi*R)/(9*N*L*CL(i))*sqrt((1-1/3)^2+L^2*m(i)^2*(1+2/(9*L^2*m(i)^2))^2));
    THETA(i)=atand((1-1/3)/(m(i)*L*(1+2/(3*L^2*m(i)^2))));

    ifi>=2
    if c(i)>=c(i-1)
        c(i)=c(i-1);
        ALFA(i)=ALFA(i-1);
        CL(i)=CL(i-1);
        CD(i)=CD(i-1);

    end
end

BETA(i)=THETA(i)-ALFA(i);
cu(i)=(2-L*m(i)/(L*0.8))*(20*pi*R)/(9*L^2*CL(i)*N);
Tabla(i,1)=r(i);
Tabla(i,2)=m(i);
Tabla(i,3)=Lr(i);
```

```

Tabla(i,4)=CL(i);
Tabla(i,5)=CD(i);
Tabla(i,6)=c(i);
Tabla(i,7)=ALFA(i);
Tabla(i,8)=THETA(i);
Tabla(i,9)=BETA(i);

Perfil=(c(i)*[cosd(THETA(i)) -sind(THETA(i));sind(THETA(i))
cosd(THETA(i))] *NACA')';

    n=length(Perfil);
for j=1:2
Perfil(n+1,j)=Perfil(1,j);
end
    n=length(Perfil);
Vtangente=zeros(n,3);
Vnormal=zeros(n,3);

%Generar Offset para crear perfiles internos
for j=1:n
Perfil(j,3)=r(i);
ifi<=D-1
Interno(j,3)=r(i);
else
Interno(j,3)=r(i)-4;
end

for k=1:2

if j>=n

Vtangente(j,k)=Vtangente(j-1,k);

else

Vtangente(j,k)=Perfil(j+1,k)-Perfil(j,k);

end
end

    Vnormal(j,1)=-
Vtangente(j,2)/sqrt(Vtangente(j,1)^2+Vtangente(j,2)^2);

Vnormal(j,2)=Vtangente(j,1)/sqrt(Vtangente(j,1)^2+Vtangente(j,2)^2);
Interno(j,1)=Perfil(j,1)+t*Vnormal(j,1);
Interno(j,2)=Perfil(j,2)+t*Vnormal(j,2);

end

P{i}=Perfil;%I1=Extradós I2=Intradós
ifi<=2
    I1{i}=[Interno(1:100,1:end);1.5,0,r(i)];

```

```

else
I1{i}=[Interno(1:100,1:end)];
end
I2{i}=[Interno(101:end,1:end)];

C1(i,3)=r(i);
C2(i,3)=r(i);

for k=1:2
C1(i,k)=Perfil(1,k);
end

end

Textol;%Script para guardar los datos en archivos .txt

Titulos={'Radio (mm)', 'r/R', 'Lr', 'CL', 'CD', 'Cuerda (mm)', 'Ángulo de
ataque', 'Ángulo de torsión', 'Ángulo de asiento'};
plot(m,c/R);
xlabel('r/R')
ylabel('c/R')
figure
plot(m,THETA);
xlabel('r/R')
ylabel({'Ángulo de torsión'; 'Grados'})

```

A2. Características de Perfiles Usados en Turbinas de Viento de Baja Capacidad.

Perfil	α	C_{Lmax}	C_{Dmax}	α	C_{Lmin}	C_{Dmin}
NACA 4412	12	1.5	0.024	4	0.85	0.007
NACA 63012	17	1.9591	0.0572	6	0.7048	0.0131
NACA 63412	12	1.9287	0.0298	3	0.8808	0.0085
SG6040	12	1.25	0.0115	5	0.63	0.0066
SG6041	12	1.25	0.0115	5	0.63	0.0066
SG6042	12	1.25	0.0115	5	0.63	0.0066
SG6043	9	1.25	0.0115	2	0.6666	0.0066
FX63-137	16	1.81	0.1049	8	1.62	0.0263

A3. Coordenadas de Perfiles Usados en Turbinas de Viento de Baja Capacidad. *

NACA 4412	
x	y
1	0.00126
0.999753	0.001328
0.999013	0.00153
0.997781	0.001866
0.996057	0.002336
0.993844	0.002937
0.991144	0.003668
0.987958	0.004527
0.984292	0.00551
0.980147	0.006615
0.975528	0.007839
0.97044	0.009177
0.964888	0.010627
0.958877	0.012182
0.952414	0.01384
0.945503	0.015594
0.938153	0.01744
0.930371	0.019373
0.922164	0.021386
0.91354	0.023475
0.904508	0.025633
0.895078	0.027855
0.885257	0.030134
0.875056	0.032463
0.864484	0.034838
0.853553	0.037251
0.842274	0.039695
0.830656	0.042166
0.818712	0.044655
0.806454	0.047158
0.793893	0.049666
0.781042	0.052175
0.767913	0.054677
0.754521	0.057166
0.740877	0.059636
0.726995	0.062082
0.71289	0.064496

0.698574	0.066873
0.684062	0.069206
0.669369	0.071491
0.654508	0.07372
0.639496	0.07589
0.624345	0.077993
0.609072	0.080025
0.593691	0.08198
0.578217	0.083854
0.562667	0.085641
0.547054	0.087337
0.531395	0.088936
0.515705	0.090435
0.5	0.091829
0.484295	0.093114
0.468605	0.094287
0.452946	0.095344
0.437333	0.096281
0.421783	0.097095
0.406309	0.097785
0.390928	0.098335
0.375655	0.098695
0.360504	0.098861
0.345492	0.098832
0.330631	0.098609
0.315938	0.098193
0.301426	0.097587
0.28711	0.096794
0.273005	0.095816
0.259123	0.094658
0.245479	0.093323
0.232087	0.091818
0.218958	0.090146
0.206107	0.088316
0.193546	0.086332
0.181288	0.084201
0.169344	0.081933
0.157726	0.079533

0.146447	0.077011
0.135516	0.074375
0.124944	0.071633
0.114743	0.068795
0.104922	0.06587
0.095492	0.062868
0.08646	0.059797
0.077836	0.056668
0.069629	0.05349
0.061847	0.050272
0.054497	0.047023
0.047586	0.043754
0.041123	0.040472
0.035112	0.037187
0.02956	0.033906
0.024472	0.030638
0.019853	0.02739
0.015708	0.024168
0.012042	0.02098
0.008856	0.01783
0.006156	0.014725
0.003943	0.011669
0.002219	0.008665
0.000987	0.005718
0.000247	0.002829
0	0
0.000247	-0.00273
0.000987	-0.005324
0.002219	-0.00778
0.003943	-0.0101
0.006156	-0.012282
0.008856	-0.014327
0.012042	-0.016235
0.015708	-0.018008
0.019853	-0.019645
0.024472	-0.021149
0.02956	-0.022519
0.035112	-0.023759

0.041123	-0.024869
0.047586	-0.025852
0.054497	-0.02671
0.061847	-0.027445
0.069629	-0.028062
0.077836	-0.028563
0.08646	-0.028951
0.095492	-0.02923
0.104922	-0.029405
0.114743	-0.029481
0.124944	-0.029461
0.135516	-0.029351
0.146447	-0.029156
0.157726	-0.028881
0.169344	-0.028534
0.181288	-0.028119
0.193546	-0.027643
0.206107	-0.027113
0.218958	-0.026534
0.232087	-0.025915
0.245479	-0.025262
0.259123	-0.024581
0.273005	-0.02388
0.28711	-0.023166
0.301426	-0.022446
0.315938	-0.021727
0.330631	-0.021015
0.345492	-0.020318
0.360504	-0.019641
0.375655	-0.018992
0.390928	-0.018376
0.406309	-0.017793
0.421783	-0.017201
0.437333	-0.016591
0.452946	-0.015967
0.468605	-0.015333
0.484295	-0.014694
0.5	-0.014051
0.515705	-0.01341
0.531395	-0.012773
0.547054	-0.012142

0.562667	-0.011521
0.578217	-0.010912
0.593691	-0.010317
0.609072	-0.009738
0.624345	-0.009177
0.639496	-0.008636
0.654508	-0.008115
0.669369	-0.007615
0.684062	-0.007137
0.698574	-0.006683
0.71289	-0.006251
0.726995	-0.005843
0.740877	-0.005458
0.754521	-0.005096
0.767913	-0.004757
0.781042	-0.00444
0.793893	-0.004144
0.806454	-0.00387
0.818712	-0.003615
0.830656	-0.00338
0.842274	-0.003163
0.853553	-0.002964
0.864484	-0.002781
0.875056	-0.002614
0.885257	-0.002461
0.895078	-0.002322
0.904508	-0.002195
0.91354	-0.00208
0.922164	-0.001976
0.930371	-0.001883
0.938153	-0.001798
0.945503	-0.001722
0.952414	-0.001653
0.958877	-0.001592
0.964888	-0.001537
0.97044	-0.001489
0.975528	-0.001446
0.980147	-0.001409
0.984292	-0.001376
0.987958	-0.001348
0.991144	-0.001324

0.993844	-0.001304
0.996057	-0.001288
0.997781	-0.001276
0.999013	-0.001267
0.999753	-0.001262
1	-0.00126

NACA 631012	
x	y
1	0.00025
0.987937	0.001698
0.968899	0.003983
0.948811	0.006393
0.927885	0.008903
0.90638	0.011484
0.884492	0.014114
0.862328	0.016779
0.839972	0.019464
0.817495	0.022161
0.794953	0.024865
0.772385	0.027573
0.749837	0.03028
0.727368	0.032972
0.705025	0.035621
0.682816	0.038198
0.660729	0.040685
0.63875	0.043067
0.616874	0.045332
0.595093	0.047471
0.573401	0.049474
0.551794	0.051332
0.530276	0.053038
0.508851	0.054581
0.487517	0.05595
0.466275	0.057137
0.445128	0.058132
0.424088	0.058925
0.403156	0.059502
0.382316	0.059853
0.361556	0.059977
0.340895	0.05988
0.320382	0.059561
0.300054	0.059012
0.279938	0.058229
0.260081	0.05723
0.240585	0.05604
0.221591	0.054679
0.203274	0.053163

0.185798	0.051518
0.169298	0.049771
0.153856	0.047953
0.139502	0.046092
0.126252	0.044211
0.114134	0.042336
0.103139	0.040493
0.093206	0.038701
0.084237	0.036965
0.076121	0.035282
0.068749	0.033649
0.062022	0.03206
0.055859	0.030512
0.050188	0.029002
0.044951	0.027524
0.0401	0.026067
0.035595	0.024623
0.031403	0.023184
0.027494	0.021749
0.02384	0.020314
0.020425	0.018872
0.01724	0.017405
0.014274	0.0159
0.011518	0.014348
0.008958	0.012737
0.006586	0.011056
0.0045	0.009242
0.00283	0.007219
0.001546	0.004995
0.000613	0.002585
0.00027	0.001322
0	0
0.000611	-0.002581
0.001515	-0.004929
0.002767	-0.007127
0.004393	-0.009132
0.006424	-0.010932
0.008746	-0.012595
0.011252	-0.014189
0.013947	-0.015725
0.016844	-0.017213

0.019954	-0.018663
0.023285	-0.020087
0.026847	-0.021502
0.030653	-0.022916
0.034729	-0.024333
0.039102	-0.025756
0.043804	-0.027188
0.048873	-0.028639
0.054349	-0.030119
0.060289	-0.031634
0.066756	-0.033188
0.073826	-0.034784
0.081587	-0.036428
0.090143	-0.038122
0.099602	-0.039869
0.110062	-0.041669
0.121597	-0.043509
0.134234	-0.045364
0.147957	-0.047209
0.16274	-0.049021
0.178568	-0.050776
0.195386	-0.052445
0.213085	-0.054
0.231516	-0.055416
0.250515	-0.056671
0.269926	-0.057753
0.289633	-0.058636
0.309562	-0.059299
0.329686	-0.059734
0.349976	-0.05995
0.370387	-0.059951
0.390883	-0.059736
0.411458	-0.0593
0.432129	-0.058646
0.452908	-0.057788
0.473786	-0.056738
0.494755	-0.055505
0.515812	-0.054097
0.536959	-0.052524
0.558195	-0.050796
0.579516	-0.048922

0.600921	-0.046911
0.622413	-0.044769
0.643999	-0.042507
0.665686	-0.040134
0.687482	-0.037662
0.709398	-0.035106
0.731445	-0.032485
0.753609	-0.029827
0.77584	-0.027159
0.798083	-0.02449
0.820295	-0.021825
0.842439	-0.019168
0.864458	-0.016522
0.886283	-0.013898
0.907834	-0.011309
0.929002	-0.008769
0.949597	-0.006298
0.969367	-0.003926
0.988113	-0.001677
1	-0.00025

NACA 63412	
x	y
1	0
0.987799	0.002193
0.968558	0.005607
0.948283	0.009147
0.927197	0.01278
0.905558	0.016509
0.88353	0.020365
0.861178	0.024323
0.83858	0.02832
0.815853	0.032307
0.793102	0.036259
0.770399	0.040152
0.747783	0.043958
0.725266	0.047653
0.702855	0.05122
0.68056	0.054643
0.658385	0.057905
0.636315	0.060991
0.614332	0.063893
0.592452	0.066605
0.570705	0.069106
0.549074	0.071373
0.527479	0.073399
0.505878	0.07521
0.484358	0.076825
0.463036	0.078208
0.441923	0.079308
0.420936	0.080104
0.400023	0.080607
0.379198	0.08082
0.3585	0.080735
0.337937	0.080344
0.317501	0.079647
0.297219	0.078654
0.277156	0.077379
0.257399	0.075831
0.238037	0.074024
0.219171	0.071978
0.200947	0.069727

0.18353	0.067312
0.167062	0.064774
0.15163	0.062152
0.137261	0.05948
0.123973	0.056791
0.111796	0.054121
0.10073	0.051508
0.09072	0.048978
0.081679	0.046538
0.073502	0.044185
0.066082	0.041914
0.059323	0.039716
0.053142	0.037585
0.047468	0.035514
0.042238	0.033498
0.037404	0.031524
0.032928	0.029586
0.028773	0.027677
0.024911	0.025796
0.021313	0.023939
0.017967	0.022094
0.014871	0.020238
0.012018	0.01835
0.009399	0.016418
0.007005	0.014427
0.004828	0.012369
0.002979	0.010202
0.001604	0.007876
0.000674	0.005395
0.00015	0.002768
3.00E-05	0.001409
0	0
0.00112	-0.002365
0.002459	-0.004496
0.004091	-0.006472
0.006028	-0.008245
0.008298	-0.009804
0.010828	-0.011193
0.013551	-0.012469
0.016466	-0.013659
0.019578	-0.014783

0.022901	-0.015854
0.026445	-0.016888
0.030223	-0.017906
0.034253	-0.018917
0.038563	-0.019924
0.043183	-0.020927
0.048149	-0.02193
0.053502	-0.022942
0.059291	-0.023969
0.06558	-0.025013
0.07244	-0.026073
0.079959	-0.027147
0.088239	-0.028235
0.097399	-0.029339
0.107557	-0.030462
0.118812	-0.031601
0.131225	-0.032741
0.144799	-0.033864
0.159504	-0.034952
0.175318	-0.035988
0.192192	-0.036946
0.21002	-0.037796
0.228654	-0.038515
0.247924	-0.03909
0.26767	-0.03951
0.287761	-0.039766
0.308088	-0.039845
0.328572	-0.039737
0.349168	-0.03943
0.369867	-0.038914
0.390682	-0.038196
0.411613	-0.037284
0.432655	-0.03619
0.453805	-0.034922
0.475068	-0.033493
0.496436	-0.031916
0.517886	-0.030205
0.539395	-0.02837
0.560973	-0.026413
0.582646	-0.024371
0.604357	-0.022316

0.625962	-0.02028
0.647381	-0.01818
0.668684	-0.015938
0.690007	-0.013626
0.711428	-0.011367
0.732935	-0.009209
0.754444	-0.007131
0.775824	-0.005137
0.796979	-0.003266
0.817882	-0.001548
0.838504	-3.00E-06
0.858744	0.001349
0.878483	0.002455
0.897697	0.003235
0.916459	0.003631
0.934859	0.003621
0.952955	0.003193
0.970785	0.002338
0.988379	0.00107
1	0

SG6040	
x	y
1	0
0.992653	0.001842
0.980056	0.005432
0.96559	0.009664
0.949667	0.014136
0.932681	0.018606
0.914724	0.023061
0.89601	0.02755
0.876878	0.032047
0.857552	0.036508
0.83812	0.04091
0.818615	0.045249
0.799083	0.049523
0.779594	0.05371
0.760174	0.057789
0.740829	0.061747
0.721581	0.065562
0.702408	0.069216
0.683239	0.072714
0.664055	0.076065
0.644894	0.07926
0.625774	0.082285
0.606684	0.085134
0.587585	0.087807
0.568464	0.090308
0.549376	0.092634
0.530374	0.094763
0.511431	0.096679
0.492505	0.098385
0.473592	0.099879
0.454715	0.101155
0.435916	0.102205
0.417202	0.103012
0.398536	0.103569
0.379912	0.103876
0.361372	0.103927
0.342949	0.103707
0.324644	0.103204
0.306428	0.102405

0.288279	0.101306
0.27024	0.099912
0.252373	0.098211
0.234697	0.096186
0.217172	0.093815
0.199733	0.091088
0.18243	0.08803
0.165391	0.084654
0.148668	0.080952
0.132348	0.076944
0.116612	0.072665
0.101625	0.068146
0.087564	0.063452
0.074641	0.058685
0.063064	0.053971
0.052923	0.0494
0.044168	0.045036
0.036686	0.040933
0.030328	0.037103
0.024934	0.033535
0.020356	0.030196
0.016464	0.027046
0.013145	0.024051
0.010316	0.021185
0.007906	0.018426
0.005878	0.01576
0.004212	0.013174
0.002882	0.010658
0.001848	0.008211
0.001068	0.005831
0.000508	0.003515
0.000172	0.001261
0.0001	-0.000932
0.000343	-0.003084
0.000946	-0.005219
0.001925	-0.007333
0.003305	-0.009386
0.005105	-0.011335
0.007314	-0.01321
0.009882	-0.015078
0.012773	-0.016998

0.01604	-0.018975
0.019764	-0.021009
0.024055	-0.023107
0.029033	-0.02529
0.034822	-0.027584
0.041559	-0.029973
0.049416	-0.032406
0.058628	-0.03485
0.06944	-0.037294
0.082012	-0.039725
0.096252	-0.042123
0.111855	-0.044391
0.128588	-0.046477
0.146154	-0.048373
0.164228	-0.050049
0.182677	-0.051502
0.201422	-0.052746
0.220367	-0.053794
0.239437	-0.054654
0.258591	-0.05533
0.277818	-0.055827
0.297105	-0.056152
0.316421	-0.056312
0.33572	-0.056307
0.354968	-0.056129
0.374177	-0.05577
0.393359	-0.055228
0.412483	-0.054503
0.431525	-0.053585
0.450496	-0.052464
0.469397	-0.051132
0.488191	-0.049583
0.506917	-0.047794
0.525749	-0.045741
0.544854	-0.043447
0.56426	-0.040958
0.583922	-0.038319
0.603783	-0.035577
0.623792	-0.032763
0.643902	-0.029905
0.664053	-0.027037

0.684166	-0.024193
0.70418	-0.021399
0.724075	-0.018678
0.743847	-0.016049
0.7635	-0.013531
0.783039	-0.011141
0.802467	-0.008893
0.821759	-0.006805
0.840891	-0.004901
0.859864	-0.0032
0.878654	-0.001717
0.897173	-0.000476
0.915314	0.000492
0.932927	0.001161
0.949783	0.001513
0.965551	0.001543
0.979836	0.001248
0.992496	0.000627
1	0

SG6041	
x	y
1	0
0.993548	0.001076
0.981248	0.003478
0.966304	0.006527
0.95013	0.009775
0.933591	0.01296
0.916749	0.016083
0.899708	0.019176
0.882598	0.022237
0.865479	0.02526
0.848377	0.028234
0.831293	0.031154
0.814221	0.034014
0.797219	0.036797
0.780343	0.039465
0.763559	0.041995
0.746783	0.044386
0.729936	0.04665
0.712993	0.048807
0.696015	0.050865
0.679057	0.05281
0.662106	0.05464
0.645127	0.056359
0.628107	0.057972
0.611052	0.059484
0.593986	0.060897
0.576929	0.062209
0.559873	0.063415
0.542797	0.064518
0.525698	0.065523
0.508593	0.066428
0.491494	0.067233
0.4744	0.067936
0.457309	0.068535
0.440213	0.069029
0.42311	0.06942
0.406013	0.069707
0.388934	0.069887
0.371874	0.069955

0.354828	0.069908
0.337795	0.069744
0.32078	0.069459
0.303796	0.069051
0.286855	0.068511
0.269959	0.067832
0.2531	0.067007
0.236289	0.066031
0.21955	0.064894
0.202906	0.063584
0.186369	0.062086
0.169937	0.060383
0.153636	0.058463
0.137547	0.056312
0.121735	0.053901
0.106236	0.0512
0.091127	0.048184
0.076632	0.044855
0.063011	0.041206
0.050421	0.037245
0.039272	0.033134
0.029986	0.029073
0.022555	0.025181
0.016673	0.021515
0.012114	0.018203
0.008634	0.015241
0.005959	0.012513
0.003904	0.009963
0.00237	0.007601
0.001267	0.005424
0.000517	0.003377
5.60E-05	0.001394
-0.000104	-0.000532
0.000161	-0.002331
0.001009	-0.003957
0.002474	-0.005464
0.004491	-0.006925
0.006986	-0.008365
0.010045	-0.009785
0.013815	-0.011257
0.018589	-0.012837

0.024819	-0.01452
0.033052	-0.016268
0.043704	-0.018059
0.056723	-0.019787
0.071556	-0.021359
0.087449	-0.022749
0.103859	-0.023953
0.120571	-0.024991
0.137468	-0.02589
0.154482	-0.026669
0.171581	-0.027343
0.188741	-0.027924
0.20595	-0.028423
0.223194	-0.028847
0.240467	-0.029202
0.257762	-0.029492
0.275075	-0.029723
0.292402	-0.029896
0.309739	-0.030015
0.327084	-0.030081
0.344434	-0.030095
0.361786	-0.030058
0.379136	-0.029971
0.396487	-0.029833
0.413837	-0.029644
0.431176	-0.029403
0.448494	-0.029108
0.465787	-0.028752
0.483056	-0.028332
0.500308	-0.027843
0.517552	-0.027282
0.534791	-0.02665
0.552028	-0.025944
0.569257	-0.025166
0.586463	-0.024313
0.603637	-0.023381
0.62079	-0.022363
0.637957	-0.021258
0.655173	-0.020073
0.672467	-0.018818
0.68985	-0.017514

0.707309	-0.016181
0.72481	-0.014833
0.74231	-0.013485
0.759774	-0.01215
0.777196	-0.010836
0.794579	-0.009555
0.811926	-0.008313
0.829235	-0.007121
0.846505	-0.005988
0.863735	-0.004922
0.880923	-0.003934
0.898068	-0.003033
0.915166	-0.002229
0.9322	-0.001533
0.949137	-0.000952
0.965764	-0.000464
0.98097	-7.80E-05
0.993462	9.40E-05
1	0

SG6042	
x	y
1	0
0.993692	0.001682
0.981957	0.005159
0.96789	0.009351
0.952747	0.013633
0.936987	0.01774
0.920534	0.021735
0.903586	0.02568
0.886434	0.029541
0.869146	0.033317
0.851755	0.037014
0.834336	0.040626
0.81694	0.044135
0.799533	0.04754
0.78211	0.050847
0.764745	0.054033
0.747482	0.057069
0.730304	0.059939
0.713128	0.062638
0.695871	0.065187
0.678546	0.067597
0.661209	0.06986
0.643875	0.071972
0.626528	0.073934
0.609143	0.075749
0.591707	0.077422
0.574237	0.07896
0.556761	0.080359
0.539295	0.081616
0.521835	0.08273
0.504361	0.083698
0.486853	0.084525
0.469333	0.085215
0.451851	0.085762
0.434401	0.086158
0.41693	0.086402
0.39943	0.0865
0.38195	0.086455
0.364524	0.086258

0.34714	0.0859
0.329776	0.085379
0.312427	0.08469
0.295103	0.083835
0.277835	0.08281
0.260653	0.081606
0.243572	0.080214
0.226578	0.078617
0.209656	0.076807
0.192858	0.074783
0.176251	0.072533
0.159815	0.070029
0.14357	0.067264
0.127644	0.064237
0.112121	0.060924
0.097051	0.057304
0.082565	0.053383
0.06896	0.049218
0.056507	0.044852
0.045379	0.040365
0.0358	0.035928
0.027881	0.031703
0.021497	0.027755
0.016376	0.024082
0.012283	0.020702
0.009021	0.017607
0.006424	0.014742
0.004362	0.012063
0.002778	0.009548
0.001624	0.007186
0.000825	0.00496
0.000292	0.002833
-3.10E-05	0.000766
-9.60E-05	-0.001225
0.000237	-0.003093
0.001116	-0.00481
0.002549	-0.006384
0.004463	-0.007797
0.006812	-0.009017
0.009669	-0.010092
0.013103	-0.011164

0.017223	-0.012298
0.022212	-0.013427
0.028418	-0.01448
0.03641	-0.015461
0.046687	-0.016372
0.059303	-0.01712
0.074102	-0.017672
0.09036	-0.018037
0.107372	-0.018222
0.124875	-0.01827
0.1426	-0.018216
0.160444	-0.018071
0.178421	-0.017857
0.196475	-0.017592
0.214556	-0.017284
0.232664	-0.016936
0.250805	-0.016555
0.268972	-0.016145
0.287152	-0.015711
0.305338	-0.015255
0.32353	-0.014777
0.341739	-0.014279
0.35996	-0.013765
0.378174	-0.013237
0.396368	-0.01269
0.414542	-0.012122
0.432693	-0.01153
0.450818	-0.010908
0.468916	-0.010253
0.486998	-0.009559
0.505079	-0.008825
0.523171	-0.008051
0.541279	-0.007241
0.559407	-0.006398
0.577559	-0.005525
0.595736	-0.004629
0.613944	-0.003715
0.632174	-0.002794
0.650396	-0.00188
0.668578	-0.000984
0.686703	-0.000115

0.704774	0.000717
0.722804	0.001501
0.740809	0.002234
0.758778	0.002909
0.776683	0.003516
0.794524	0.004042
0.81233	0.00448
0.830106	0.004824
0.84783	0.005068
0.865461	0.0052
0.882983	0.005201
0.900433	0.005056
0.917765	0.004762
0.934827	0.004298
0.951493	0.003642
0.967382	0.002808
0.981597	0.001832
0.993518	0.000754
1	0

SG6043	
x	y
1	0
0.993796	0.002293
0.982757	0.006732
0.969963	0.01182
0.95618	0.016911
0.941501	0.021809
0.925777	0.026603
0.909134	0.031372
0.891923	0.036076
0.874368	0.040682
0.856583	0.045174
0.838651	0.049545
0.820633	0.053787
0.802554	0.057896
0.784446	0.061868
0.766334	0.065694
0.74823	0.069368
0.730177	0.072874
0.71224	0.076185
0.694386	0.079279
0.676513	0.08217
0.65857	0.08487
0.640562	0.087383
0.622536	0.08971
0.604523	0.091841
0.586484	0.093774
0.568376	0.09552
0.550225	0.097086
0.53208	0.098464
0.513951	0.099651
0.495825	0.100643
0.477672	0.101442
0.459488	0.102053
0.441317	0.102477
0.423197	0.102706
0.405112	0.102733
0.387038	0.102557
0.368975	0.102178
0.350941	0.101593

0.332961	0.100803
0.315047	0.099799
0.297189	0.098576
0.279398	0.097131
0.261704	0.095461
0.244137	0.093558
0.226713	0.091412
0.209432	0.089012
0.192318	0.086353
0.175441	0.083434
0.158856	0.080242
0.142592	0.076764
0.126715	0.072999
0.111348	0.068959
0.096645	0.064663
0.082738	0.060135
0.069837	0.055459
0.058208	0.050747
0.047994	0.046092
0.039186	0.041567
0.031701	0.037253
0.025449	0.033238
0.020283	0.02951
0.016006	0.026023
0.012459	0.022751
0.009513	0.019677
0.00707	0.016778
0.00505	0.014026
0.003401	0.011401
0.002114	0.008896
0.001176	0.006504
0.000541	0.004216
0.000146	0.002008
-5.20E-05	-0.000152
-4.00E-06	-0.002253
0.000425	-0.004249
0.001373	-0.006093
0.002838	-0.007737
0.004739	-0.0091
0.007039	-0.010142
0.00977	-0.010951

0.012928	-0.011691
0.016526	-0.012435
0.020637	-0.013131
0.025418	-0.013712
0.031147	-0.014153
0.038218	-0.014456
0.047025	-0.014598
0.057897	-0.014522
0.071163	-0.014183
0.086753	-0.013575
0.104036	-0.012746
0.122365	-0.011765
0.141259	-0.010687
0.160445	-0.009549
0.179816	-0.008376
0.199281	-0.00719
0.218764	-0.006004
0.238228	-0.004826
0.257669	-0.003663
0.277098	-0.002517
0.296521	-0.001389
0.315935	-0.000281
0.335342	0.000806
0.354753	0.001872
0.374185	0.002919
0.39365	0.003953
0.413139	0.004978
0.432626	0.006001
0.452102	0.007029
0.471584	0.008066
0.491074	0.009105
0.510544	0.010137
0.529953	0.01115
0.549259	0.012132
0.56844	0.013064
0.587507	0.013926
0.606493	0.014707
0.62544	0.015399
0.644382	0.015999
0.663328	0.016512
0.682255	0.016935

0.701144	0.017262
0.719986	0.01749
0.738783	0.01761
0.757531	0.017617
0.776223	0.017505
0.794847	0.017266
0.81339	0.016891
0.831842	0.016371
0.850185	0.015697
0.868389	0.014856
0.886409	0.013836
0.904182	0.012624
0.921595	0.01121
0.938443	0.00959
0.95441	0.00777
0.969105	0.005764
0.982186	0.003606
0.993538	0.001407
1	0

FX63-137	
x	y
1	0
0.98749	0.006299
0.967924	0.013921
0.947678	0.02067
0.926823	0.026983
0.905478	0.033084
0.883794	0.039026
0.861871	0.04491
0.839816	0.050649
0.817641	0.056293
0.795455	0.061799
0.773224	0.067155
0.751047	0.072485
0.728845	0.077539
0.706654	0.082543
0.684538	0.087315
0.662306	0.091729
0.640082	0.096066
0.617904	0.100023
0.595573	0.103625
0.573296	0.107085
0.551091	0.110051
0.528751	0.112668
0.506507	0.115142
0.484355	0.11709
0.46211	0.118703
0.440032	0.120152
0.418104	0.120999
0.396136	0.121523
0.374392	0.121904
0.352846	0.121639
0.331347	0.12108
0.310207	0.120325
0.289382	0.118819
0.268754	0.117074
0.248692	0.11506
0.229153	0.112271
0.21007	0.109428
0.191822	0.106306

0.174383	0.102542
0.157739	0.098924
0.142244	0.095071
0.127851	0.090755
0.114427	0.086737
0.102201	0.082725
0.09116	0.078368
0.081008	0.074253
0.071724	0.070492
0.063441	0.066592
0.056021	0.062554
0.049214	0.058749
0.042932	0.055273
0.037197	0.051968
0.032013	0.048717
0.027381	0.045451
0.023278	0.042136
0.019624	0.038809
0.016337	0.035525
0.01339	0.032302
0.010819	0.029106
0.008647	0.025908
0.006823	0.02272
0.00525	0.019586
0.00385	0.016544
0.00261	0.013607
0.001585	0.010757
0.000818	0.007979
0.000317	0.005263
5.30E-05	0.002604
2.00E-06	0.001308
0	0
0.001015	-0.002236
0.002578	-0.004094
0.004506	-0.005865
0.006521	-0.007682
0.008697	-0.009383
0.011195	-0.010721
0.014038	-0.011698
0.017105	-0.012559
0.020275	-0.013539

0.023565	-0.014575
0.02705	-0.015486
0.030801	-0.016134
0.034823	-0.016614
0.0391	-0.017112
0.043622	-0.017763
0.048428	-0.018474
0.053581	-0.019075
0.059142	-0.019478
0.065152	-0.019809
0.071647	-0.02026
0.07868	-0.020833
0.086332	-0.021326
0.094702	-0.021595
0.10388	-0.021817
0.113938	-0.02221
0.124953	-0.022578
0.137027	-0.022647
0.150238	-0.02265
0.164577	-0.022775
0.180017	-0.022613
0.196559	-0.022178
0.214084	-0.021829
0.232422	-0.021201
0.251526	-0.020268
0.271229	-0.019358
0.29136	-0.01814
0.311938	-0.016643
0.332822	-0.015118
0.353908	-0.01329
0.375281	-0.011211
0.396832	-0.009066
0.418476	-0.006722
0.440272	-0.004221
0.462138	-0.001654
0.484016	0.001048
0.505958	0.003821
0.527951	0.00657
0.549914	0.009283
0.571818	0.011879
0.593722	0.014329

0.615568	0.016707
0.637299	0.018889
0.659016	0.020833
0.680669	0.022643
0.702199	0.024184
0.723695	0.025439
0.745096	0.026483
0.766365	0.0272
0.787533	0.027598
0.808539	0.02766
0.829377	0.027298
0.85004	0.026495
0.870513	0.025211
0.890775	0.023453
0.910779	0.021173
0.930494	0.018348
0.949863	0.014853
0.968885	0.01046
0.987586	0.004732
1	0

*Las coordenadas de los perfiles se obtuvieron de la base de datos libre de la Universidad Tecnológica de Delft (Holanda): <https://aerodynamics.lr.tudelft.nl/cgi-bin/afCDB>

A4. UDF para Variar la Velocidad del Viento a lo Largo del Álabo.

```
/******
```

```
UDF para variar velocidad tangencial a lo largo del álabo
```

```
*****/
```

```
#include "udf.h"
```

```
DEFINE_PROFILE(velocity_profile,thread,position)
```

```
{
```

```
real x[ND_ND]; /* this will hold the position vector */
```

```
real y;
```

```
face_t f;
```

```
begin_f_loop(f,thread)
```

```
{
```

```
F_CENTROID(x,f,thread);
```

```
y = x[2];
```

```
if(y<0)
```

```
{
```

```
F_PROFILE(f,thread,position) = 0;
```

```
}
```

```
else
```

```
{
```

```
F_PROFILE(f,thread,position) = 133.374183*y;
```

```
}
```

```
}
```

```
end_f_loop(f,thread)
```

```
}
```

Acciones de difusión.

Como acciones de difusión del presente proyecto se participó en diversos congresos que se mencionan a continuación:

Poster:

- 5° Encuentro Regional de Energías Renovables. Morelia, Michoacán.
- International Solar World Congress 2013. 3-7 Noviembre 2013. Cancún, Quintana Roo. De donde se desprende un artículo aceptado para su publicación en el *Journal Energy Proceedia*. ISSN 1876-6102

Ponencia:

- Congreso Internacional Academia Journals. 6-8 Noviembre 2013. Celaya, Guanajuato. ISSN 1946-5351.
- XIV Encuentro y Exposición Latinoamericana de Turbomaquinaria. 1-4 Septiembre 2014. Querétaro, Qro. ISSN: En trámite.
- XXXVIII Semana Nacional de Energía Solar y XI Congreso Iberoamericano de Energía Solar. 6-10 Octubre 2014. Querétaro, Qro.